

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
В ФОРМЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

140400.62 Электроэнергетика и электротехника

Электроснабжение пивоваренного завода

Руководитель _____ К.Т.Н. доцент Е.Ю. Сизганова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ П.А. Цехмистренко
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Студенту Цехмистренко Павлу Андреевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 11-05 Б Направление (специальность) 140400.62

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы:

Электроснабжение пивоваренного завода

Утверждена приказом по университету №5577/с от 26 апреля 2016 г.

Руководитель ВКР Е.Ю.Сизганова, к.т.н., доцент кафедры ЭТКиС

инициалы, фамилия, должность, учебное звание и место работы

Исходные данные для ВКР 1. План блока цехов. 2. Нагрузки цехов

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Техно-экономический расчет выбора варианта схемы внешнего электроснабжения; 3. Расчет токов КЗ; 4. Выбор электрооборудования; 5. Релейная защита трансформатора ГПП; 5. Расчет молниезащиты и заземления.

Перечень графического материала: 1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок; 2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов; 4. План и разрез ГПП; 5. Схема релейной защиты трансформатора ГПП.

Руководитель ВКР

подпись

Е.Ю.Сизганова

Задание принял к исполнению П.А.Цехмистренко

подпись, инициалы и фамилия студента

« _____ » _____ 2016г.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Исходные данные на проектирование	6
2	Описание технологического процесса на пивоваренном заводе	7
3	Расчет электрических нагрузок по заводу	10
3.1	Определение расчетных нагрузок объектов.....	10
3.2	Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах	13
4	Определение центра электрических нагрузок.....	15
5	Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП.....	17
6	Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.....	18
6.1	Первый вариант внешнего электроснабжения 110 кВ	20
6.1.1	Выбор сечения проводов ВЛ	20
6.1.2	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	21
6.1.3	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	22
6.2	Второй вариант внешнего электроснабжения 10 кВ	23
6.2.1	Выбор сечения проводов КЛ	23
6.2.2	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	24
6.2.3	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	24
7	Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	26
8	Выбор компенсирующих устройств.....	28
8.1	Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	28
8.2	Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	29
9	Выбор кабелей	30
10	Расчет токов короткого замыкания	32
11	Выбор оборудования.....	34
11.1	Выбор коммутационной аппаратуры	34
11.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТМН–6300/110.....	34
11.1.2	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТМН–6300/110.....	35
11.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий ЗРУ	36
11.2	Выбор предохранителей.....	37
11.3	Выбор измерительных электроаппаратов	38

11.4	Выбор изоляторов	45
11.5	Выбор трансформаторов собственных нужд	45
11.6	Выбор шин на ЗРУ	45
11.7	Защита от перенапряжений	47
12	Расчет молниезащиты и заземления	48
12.1	Расчет молниезащиты ГПП 110/10 кВ	48
12.2	Расчет заземляющих устройств	49
13	Релейная защита трансформатора ГПП	52
14	Технико-экономические показатели системы электроснабжения	63
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	65
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	67

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

1. Исходные данные на проектирование

1. Схема генерального плана пивоваренного завода (чертеж 1);
2. Сведения об электрических нагрузках (Таблица 3.1);
3. Питание пивоваренного завода может быть осуществлено от генераторных шин ТЭЦ мощностью 400 МВт (4 турбогенератора по 100 МВт) с напряжением на шинах 10,5 кВ и с повышающей подстанции ТЭЦ 10,5/110 кВ (2 трансформатора мощностью по 40 МВА. Мощность КЗ на шинах 10,5 кВ ТЭЦ равна 500 МВА.
4. Расстояние от ТЭЦ до завода 5,2 км.

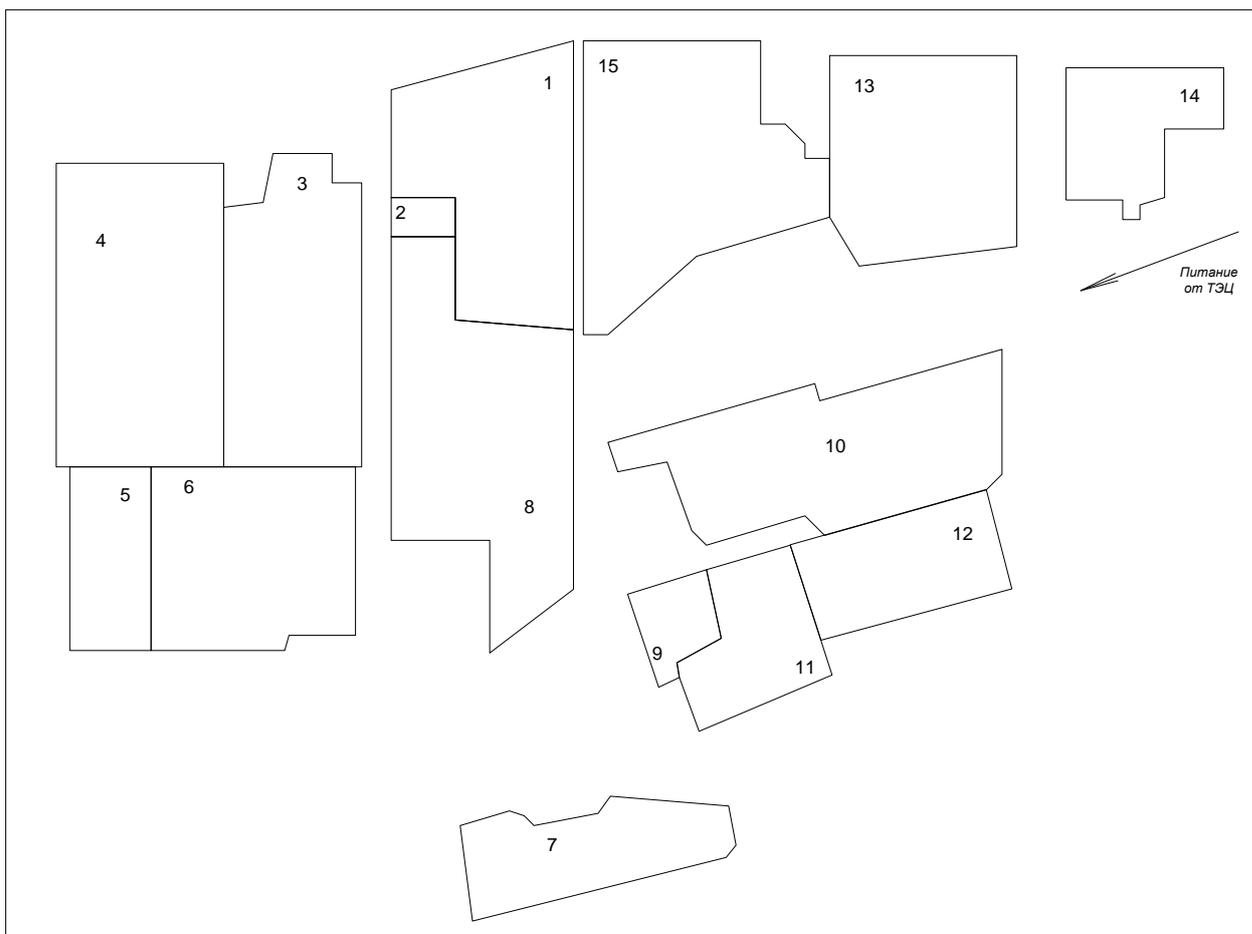


Рисунок 1.1 - Генеральный план предприятия

					ДП 140400.62 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Цехмистренко			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Е.Ю.Сизганова				6	71
Реценз.					ЭТКиС		
Н. Контр.							
Утверд.							
					Электроснабжение пивоваренного завода		

Также как для первой категории, для второй категории надежности необходимо резервирование источников питания. Т.е. энергоснабжение электроприемников 2 категории надежности электроснабжения необходимо осуществлять от двух независимых источников питания. При нарушении энергоснабжения от одного источника питания, допустимо временное отсутствие энергоснабжения на время переключения на резервный источник оперативным персоналом потребителя или же выездной бригадой электросетей.

К третьей категории надежности электроснабжения относят все те электроприемники, которые не вошли в 1 или 2 группу. К третьей категории надежности могут относиться магазины, небольшие производственные помещения, офисные здания и т.д. Срок на которой может быть прекращено энергоснабжение потребителей 3 категории надежности - не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно.

В данном проекте рассматривается электроснабжение пивоваренного завода. Процесс пивоварения включает в себя следующие стадии:

1. Приготовления сусла из смеси дробленого солода и очищенной воды. (Смесь называют затором)

2. Нагрев затора (включает в себя несколько стадий):

- Белковая пауза. Температура +50 °С (Белок, который содержится в зёрнах, расщепляется на аминокислоты.)

- Мальтозная пауза. Температура +62 ...64 °С (Происходит расщепление крахмала, с образованием разных типов сахаров (мальтозу, глюкозу и др.))

- Пауза для осахаривания. Температура +70 ...72 °С (Фаза необходима, чтобы весь крахмал, растворённый в воде, окончательно расщепился.)

- Окончание затирания. Температура до +80 °С (от высокой температуры ферменты солода перестают работать)

3. Затем затор отделяют от твёрдых остатков — зерновых оболочек и нерастворённых белков. Твёрдые остатки, так называемая «пивная дробина», отправляют на корм домашним животным. Оставшаяся жидкая часть затора — собственно, это и есть сусло — смешивается с хмелепродуктами (гранулированным хмелем или хмелевым экстрактом) и кипятится час-полтора. За это время сусло приобретает насыщенный аромат благодаря хмелевым маслам. Горькие альфа-кислоты придают пиву приятную горчинку, а также выступают естественным консервантом. При этом во время кипячения в сусле погибают ненужные микроорганизмы. После кипячения сусло охлаждают, очищают от остатков белка и хмеля, насыщают стерильным воздухом и отправляют в бродильный цех.

4. В ходе процесса брожения дрожжи превращают сахара в алкоголь, углекислый газ и ценные органические соединения. На этом этапе формируется характерный для каждого сорта аромат и вкус. Исторически брожение проходило в две стадии — главное брожение в открытых чанах и дображивание — в закрытых бочках.

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

Если дрожжи в конце брожения оседали на дно чана, то брожение называли низовым (проходит при температуре от +8 до +14 °С). А если дрожжи поднимались вверх чана — то верховым (проходит при температуре от +15 до +20 °С). Дрожжи также назывались «верховые» и «низовые».

На современных предприятиях все стадии производственного процесса с участием дрожжей проводят в одной ёмкости — цилиндро-коническом бродильном танке (ЦКТ). В ЦКТ сначала проходит стадия брожения (около восьми суток), а затем холодная стабилизация, когда ЦКТ с пивом постепенно охлаждают и выдерживают при низких температурах — около –1 °С.

5. Дрожжи и частички белков оседают на дно и затем удаляются. Так пиво становится стойким и не мутнеет при хранении. В конце брожения эксперты-пивовары собирают дрожжи из бродильного танка и исследуют их на соответствие нормам пивоваренного производства. Если микроорганизмы «ведут себя достойно», их готовят для производства следующих партий пенного напитка.

6. Чтобы в пивном бокале оказался кристально прозрачный, с «блеском», напиток, необходимо его отфильтровать. При фильтрации удаляются последние оставшиеся в сбродившем пиве дрожжи и мельчайшие частички. Нефильтрованное пиво, как можно догадаться, не проходит эту стадию и содержит небольшое количество дрожжей, придающих характерные особенности вкусу напитка.

Современные технологии производства и соблюдение жёстких санитарных норм позволяют без пастеризации гарантировать срок годности пива несколько месяцев.

Чтобы сохранить пиво на более долгий срок, его пастеризуют, то есть кратковременно нагревают. О важности этого процесса мы рассказывали в первой главе.

7. Последний этап - пиво отправляется в цех розлива, где обретает свою форму: стеклянная или ПЭТ-бутылка, алюминиевая банка или кег.

В рассматриваемом проекте электроприемники в основном относятся к III категории. Но в районе имеются также потребители I категории - пивзавод, РМЗ, и II категории - МК-61, ПМК-2, ГАПТ.

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

3. Расчет электрических нагрузок по заводу

3.1 Определение расчетных нагрузок объектов

На первом этапе проектирования системы электроснабжения необходимо определить электрические нагрузки. По значению электрических нагрузок производят проверку потери мощности и электроэнергии. Правильная оценка ожидаемых нагрузок влияет на капитальные затраты на сооружение системы электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования. На этапе проектирования системы электроснабжения, а также при анализе режимов ее работы потребители рассматриваются в виде нагрузок. Различают следующие виды нагрузок: активную мощность P , реактивную мощность Q , полную мощность S .

Для расчетов на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах, когда отсутствуют точные данные об электроприемниках, расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}} \quad (3.1)$$

где K_c – коэффициент спроса [2];

$P_{\text{ном}}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников объекта, кВт.

Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле, кВар

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi \quad (3.2)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos\varphi$ данной группы приемников, [2].

Таким образом, полная нагрузка объекта равна

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (3.3)$$

Активная нагрузка освещения вычисляется по формуле, кВт

$$P_{\text{РО}} = K_{\text{СО}} \cdot P_{\text{НО}} \quad (3.4)$$

где $K_{\text{СО}}$ – коэффициент спроса на осветительную установку, [2];

$P_{\text{НО}}$ – суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{\text{НО}} = P_o \cdot F \quad (3.5)$$

где P_o – удельная плотность нагрузки на 1 м^2 производственной площади, [2], кВт/м²;

F – площадь соответствующего объекта с учётом масштаба, м². Производственные площади определяются по генеральному плану.

Реактивная нагрузка освещения определяется по выражению, кВар

$$Q_{\text{РО}} = P_{\text{РО}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (3.6)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности светильников, который соответствует $\cos\varphi$ данного типа светильников, [2]

Полная расчетная мощность объекта, кВт·А

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{РО}})^2 + (Q_p + Q_{\text{РО}})^2} \quad (3.7)$$

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ				

Рассмотрим расчет на примере Снабсбыта (№1 по генплану).

Расчетная активная нагрузка, кВт

$$P_{p1} = 0,6 \cdot 29,4 = 17,64.$$

Расчетная реактивная нагрузка, кВар

$$Q_{p1} = 17,64 \cdot 0,62 = 10,93.$$

Номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт

$$P_{но1} = 0,016 \cdot 11630 = 186,08.$$

Активная нагрузка освещения, кВт

$$P_{p01} = 186,08 \cdot 0,6 = 111,65.$$

Реактивная нагрузка освещения, кВт

$$Q_{p01} = 111,65 \cdot 0,49 = 55,82.$$

Полная расчетная мощность цеха, кВ·А

$$S_{p1} = \sqrt{(17,46 + 111,65)^2 + (10,93 + 55,82)^2} = 145,51.$$

Расчёт нагрузок для остальных объектов проводим аналогично примеру. Результаты расчетов приведены в таблице 3.1

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Таблица 3.1 – Расчетные электрические нагрузки завода

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	P_n , кВт	K_c	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	P_p , кВт	Q_p , квар	F , м ²	$P_{уд},$ кВт/м ²	$P_{но},$ кВт	K_{co}	$P_{ро},$ кВт	$Q_{ро},$ квар	$P_{pS},$ кВт	$Q_{pS},$ квар	$S_p,$ кВт×А
Потребители 0,4 кВ															
1 Снабсбыт	29,4	0,6	0,85	0,62	17,64	10,93	11630	0,016	186,08	0,6	111,65	55,82	129,29	66,76	145,51
2 ПМК-13	315,6	0,5	0,75	0,88	157,8	139,17	1350	0,016	21,60	0,9	19,44	9,72	177,24	148,89	231,48
3 АТК-4	360	0,65	0,7	1,02	234	238,73	12570	0,018	226,26	0,85	192,32	96,16	426,32	334,89	542,13
4 УМ-19	62,2	0,55	0,8	0,75	34,21	25,66	15520	0,018	279,36	0,85	237,46	118,73	271,67	144,39	307,65
5 УПТК	287,5	0,6	0,75	0,88	172,5	152,13	4323	0,018	77,81	0,85	66,14	33,07	238,64	185,20	302,08
6 ПМК-2	327	0,65	0,8	0,75	212,55	159,41	11230	0,016	179,68	0,85	152,73	76,36	365,28	235,78	434,76
7 СМП-159	84,4	0,7	0,73	0,94	59,08	55,31	6503	0,018	117,05	0,9	105,35	52,67	164,43	107,99	196,72
8 МК-61	354	0,45	0,78	0,80	159,3	127,80	13930	0,018	250,74	0,9	225,67	112,83	384,97	240,64	453,99
9 Вторцветмет	889,5	0,4	0,9	0,48	355,8	172,32	2936	0,018	52,85	1	52,85	26,42	408,65	198,75	454,42
10 ГАПТ	348	0,5	0,8	0,75	174	130,50	9330	0,018	167,94	0,85	142,75	71,37	316,75	201,87	375,61
11 Росбакаля	470	0,35	0,95	0,33	164,5	54,07	4791	0,016	76,66	0,6	45,99	23,00	210,49	77,07	224,16
12 Сельхозтех.	57,7	0,7	0,7	1,02	40,39	41,21	6604	0,016	105,66	0,6	63,40	31,70	103,79	72,91	126,84
13 Пивзавод	1561,1	0,7	0,85	0,62	1092,8	677,24	12520	0,015	187,80	0,95	178,41	89,21	1271,18	766,44	1484,36
14 АТБс	629	0,6	0,8	0,75	377,4	283,05	6052	0,015	90,78	0,95	86,24	43,12	463,64	326,17	566,88
15 РМЗ	1552,5	0,65	0,7	1,02	1009,1	1029,51	17080	0,012	204,96	0,95	194,71	97,36	1203,84	1126,9	1648,96
Итого	7327,9				4261,1	3297,04			2225,24		1875,10	937,55	6136,17	4234,6	7455,49

3.2 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Из таблицы 3.1 полная расчетная мощность нагрузки 0,4 кВ

$$S_p = 7455,49.$$

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно. Тогда для цеховых трансформаторов потери активной мощности, кВт

$$\Delta P_{ц.тр} = 0,02 \cdot S_p. \quad (3.8)$$

$$\Delta P_{ц.тр} = 0,02 \cdot 7455,49 = 149,11.$$

Потери реактивной мощности, кВар

$$\Delta Q_{ц.тр} = 0,1 \cdot S_p. \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_{ц.тр} = 0,1 \cdot 7455,49 = 745,55.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, которая передается энергосистемой предприятию в часы максимальных нагрузок, кВар

$$Q_{\Sigma} = K_{\alpha} \cdot P_{p \Sigma 0,4}. \quad (3.10)$$

$$Q_{\Sigma} = 0,29 \cdot 6136,17 = 1779,49$$

где $K_{\alpha} = 0,29$ при $U = 110$ кВ;

Необходимая мощность компенсирующих устройств по предприятию

$$Q_{ку} = Q_p'' - Q_{\Sigma}. \quad (3.11)$$

$$\text{Где } Q_p'' = Q_{p \Sigma 0,4} - \Delta Q_{ц.тр}, \quad (3.12)$$

$$Q_p'' = 4234,59 - 745,55 = 3489,04.$$

$$Q_{ку} = Q_p'' - Q_{\Sigma}. \quad (3.13)$$

$$Q_{ку} = 3489,04 - 1779,49 = 1709,55.$$

Не скомпенсированная мощность на шинах 10 кВ ГПП

$$Q_{p \Sigma} = Q_{p \Sigma 0,4} \cdot K_{рм} + \Delta Q_{ц.тр}. \quad (3.14)$$

где $K_{рм}$ - коэффициент разновременности максимумов, равный 0,95.

Некомпенсированная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП

$$Q_p = Q_{p \Sigma} - Q_{ку}. \quad (3.15)$$

$$Q_p = 4768,41 - 1709,55 = 3058,86.$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов. Определим потери активной мощности в них, кВар

$$\Delta P_{ку} = \Delta P_{уд} \cdot Q_{ку}. \quad (3.16)$$

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 1709,55 = 3,42.$$

где $\Delta P_{уд}$ - удельные потери в БСК, равные 0,002 (0,2%), кВт/кВар.

Общая активная мощность района, отнесенная к шинам 6-10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и потерь в КУ, кВт

$$P_p = P_{p0,4} \cdot K_{рм} + P_{ро} + \Delta P_{ц.тр} + \Delta P_{ку}. \quad (3.17)$$

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ				

$$P_p = 4261,07 \cdot 0,95 + 1875,10 + 149,11 + 3,42 = 6075,64.$$

где $P_{p0,4}$ – расчетная активная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки $K_{рм} = 0,95$.

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ · А

$$S'_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.18)$$

$$S'_p = \sqrt{6075,64^2 + 3058,86^2} = 6802,21.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП, кВт

$$\Delta P_{ТГПП} = 0,02 \cdot S'_p. \quad (3.19)$$

$$\Delta P_{ТГПП} = 0,02 \cdot 6802,21 = 136,04.$$

$$\Delta Q_{ТГПП} = 0,1 \cdot S'_p. \quad (3.20)$$

$$\Delta Q_{ТГПП} = 0,1 \cdot 6802,21 = 680,22.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А

$$S''_{рВН} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{ТГПП})^2 + (Q_p + \Delta Q_{ТГПП})^2}. \quad (3.21)$$

$$S''_{рВН} = \sqrt{(6075,64 + 136,04)^2 + (3058,86 + 680,22)^2} = 7250,22.$$

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

4. Определение центра электрических нагрузок

Главная понизительная подстанция (ГПП) занимает место одного из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного района. Для определения местоположения ГПП на стадии проектирования системы электроснабжения на генплан промышленного района наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок района имеет вид окружностей размещенные по генплану, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам объектов. Для каждого объекта на генплане наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок объекта.

Радиус окружности определяют по формуле, мм

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot \mu}} \quad (4.1)$$

где P_{Pi} - расчетная активная нагрузка i -го объекта, кВт;
 μ - масштаб для определения площади круга, кВт/мм².

Картограмма электрических нагрузок дает возможность наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{P_{p0i}}{P_{Pi}} \cdot 360. \quad (4.2)$$

где P_{p0i} - осветительная нагрузка цеха, кВт.

P_{Pi} - активная суммарная нагрузка цеха, кВт.

Показатели r_i и α_i приведены по объектам в приложении В.

При определении центра электрических нагрузок принято допускать, что нагрузка распределена равномерно по площади объекта. В таком случае центр нагрузок объекта будет совпадать с центром тяжести фигуры, изображающей объект в генплане. В таком случае центр нагрузок предприятия получится определить по формулам, м

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{Pi}} \quad (4.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{Pi}} \quad (4.4)$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го объекта

Расчет центра нагрузок приводится в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение центра электрических нагрузок района

№ цеха на генплане	$P_{p\Sigma}$, кВт	P_{p0} , кВт	R	α	X, м	Y, м	$P_{p\Sigma} \cdot X$, кВт·м	$P_{p\Sigma} \cdot Y$, кВт·м
1	129,29	111,65	6	311	127	162	16354,93	20880,01
2	177,24	19,44	8	39	115	155	20293,98	27472,20
3	426,32	192,32	12	162	88	136	37516,25	57979,66
4	271,67	237,46	9	315	57	135	15484,96	36674,91
5	238,64	66,14	9	100	51	85	12170,74	20344,22
6	365,28	152,73	11	151	80	85	29222,24	31139,95
7	164,43	105,35	7	231	150	24	24664,29	3946,29
8	384,97	225,67	11	211	127	109	48698,20	41768,81
9	408,65	52,85	11	47	166	71	67631,24	29014,01
10	316,75	142,75	10	162	192	108	60815,81	34208,89
11	210,49	45,99	8	79	182	69	38257,21	14524,06
12	103,79	63,40	6	220	212	84	21951,25	8718,23
13	1271,18	178,41	20	51	216	167	274574,88	211651,47
14	463,64	86,24	12	67	261	170	121010,30	78818,97
15	1203,84	194,71	20	58	172	161	207059,96	193817,76
ВСЕГО	6136,167						995706,24	810959,43

X = 162

Y = 132

5. Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Определим рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стила, кВ

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}. \quad (5.1)$$

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{5,2 + 16 \cdot (6075,64 + 136,04)} = 44,38.$$

Рассчитываем два варианта по технико-экономическим затратам 10 и 110 кВ.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А

$$S_m \geq \frac{S_{pBH}}{K_3 \cdot n_m}. \quad (5.2)$$

где S_{pBH} – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_m – число трансформаторов.

$$S_m \geq \frac{7250,22}{0,7 \cdot 2} = 5178,7.$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_{ст.тр.} = 6,3$ МВ·А.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{3.НР} = \frac{S_{pBH}}{n_m \cdot S_{ном}} \leq 0,7. \quad (5.3)$$

$$K_{3.НР} = \frac{7250,22}{2 \cdot 6300} = 0,58 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_{3.ар} = \frac{S_{pBH}}{S_{ном}} \leq 1,4. \quad (5.4)$$

$$K_{3.ар} = \frac{7250,22}{6300} = 1,15 \leq 1,4.$$

Для сравнения технико-экономических показателей выбираем по [6] трансформатор ТМН-6300/110.

Таблица 5.1– Каталожные данные трансформаторов

Тип	S _{ном} , МВА	Напряжение обм.		Потери, кВт		U _к , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	P _{хх}	P _{кз}		
ТМН-6300/110	6,3	110	11	10	44	10,5	36

6. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП). Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии. Согласно заданию питание может быть осуществлено от ТЭЦ с повышающими трансформаторами 10,5/115 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от трансформаторов воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) и от шин ТЭЦ 10 кВ кабельной линией (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам, представлены на рисунке 2. Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

Приведенные затраты, тыс.руб.

$$Z = p_n \cdot K + I \quad (6.1)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $p_n = 0,125$ 1/год;

K , I – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП} \quad (6.2)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и в системные выключатели Q_1 , тыс. руб.;

$K_{ГПП}$ – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели Q_2 , тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач напряжения, тыс. руб.

$$K_{ЛЭП} = K_{ВЛ} + K_{Q_1} \quad (6.3)$$

$$K_{ВЛ} = K_{оВЛ} \cdot l \quad (6.4)$$

где $K_{оВЛ}$ – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб./км /3/; l – длина воздушной линии, км.

$$K_{Q_1} = K_{Q_2} = K_Q \cdot n_Q \quad (6.5)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя, тыс. руб.; n_Q – количество выключателей.

$$K_{ГПП} = K_T + K_{Q_2} \quad (6.6)$$

$$K_T = K_{оТр} \cdot n_{тр} \quad (6.7)$$

где $K_{оТр}$ – стоимость одного трансформатора, тыс. руб.; $n_{тр}$ – число трансформаторов ГПП.

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ				

Суммарные ежегодные расходы в сравниваемых вариантах схем электроснабжения находят по формуле, тыс.руб./год.

$$I = \sum_1^n I_{ai} + \sum_1^n I_{oi} + \sum_1^n I_{nzi} \quad (6.8)$$

где $\sum_1^n I_{ai}$ - суммарные амортизационные отчисления по электрическим сетям и подстанциям, руб./год;

$\sum_1^n I_{oi}$ - суммарные ежегодные расходы на обслуживание электрических сетей и подстанций, руб./год;

$\sum_1^n I_{nzi}$ - суммарная стоимость годовых потерь электроэнергии в сетях и подстанциях, руб./год;

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП).

Согласно заданию питание может быть осуществлено от ТЭЦ с трансформаторами 10,5/115 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора ТЭЦ воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) и кабельной линией 10 кВ от шин ТЭЦ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам, представлены на рисунке 6.1.

Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

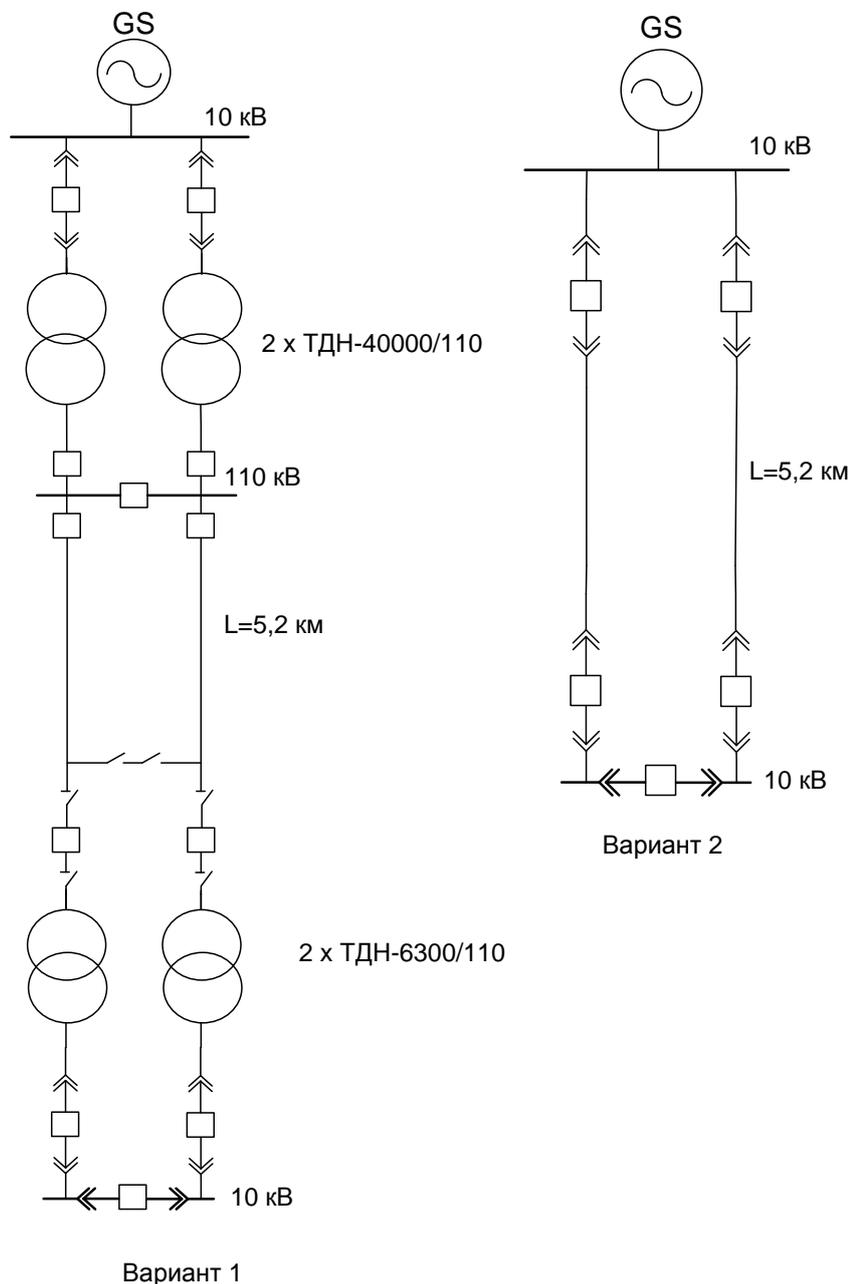


Рисунок 6.1 – Схемы сравнения вариантов внешнего электроснабжения

6.1 Первый вариант внешнего электроснабжения 110 кВ

6.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.9)$$

где n – число цепей.

$$I_p = \frac{7250,22}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 19,03$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.10)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{7250,22}{\sqrt{3} \cdot 110} = 38,05$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока найдем расчетное сечение проводов линии 110 кВ, мм²

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} \quad (6.11)$$

где $j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое по /1/ в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки. При $T_{\text{max}}=4500$ ч /4/, $j_{\text{э}}=1,4$ А/мм².

$$F = \frac{19,03}{1,4} = 13,59$$

Принимаем стандартное сечение $F_{\text{ст}}=70$ мм².

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс}} = 13,59 \text{ А}$$

Для линии 110 кВ сечение провода 70 мм² является минимально допустимым по условию короны.

6.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{В+Р}} + K_{\text{Л}} \quad (6.12)$$

Стоимость ячейки элегазового выключателя ЯЭ-110Л-23 составляет 2722,5 тыс.руб., разъединителя РНДЗ-110У/1000 равна 75,9 тыс. руб. [7].

Тогда общая стоимость, тыс. руб.

$$K_{\text{В+Р}} = 2 \cdot 2798,4 = 5596,8$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 равна 2392,5 тыс.руб.[7].

Капитальные вложения в сооружение 5,2 км ЛЭП, тыс. руб.

$$K_{\text{Л}} = 14,5 \cdot 2 \cdot 5,2 \cdot 165 = 24882$$

Суммарные капитальные вложения в ЛЭП, тыс.руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 5596,8 + 24882 = 30478,8$$

Капитальные вложения в ГПП

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{В}} + K_{\text{Р}} + K_{\text{Т}} \quad (6.13)$$

Стоимость двух трансформаторов ТМН–6300/110 [7], тыс.руб.

$$K_{\text{Т}} = 2 \cdot 36 \cdot 165 = 11880$$

Суммарные затраты на ГПП, тыс.руб.

$$K_{\text{ГПП}} = 11880 + 2722,5 \cdot 2 + 4 \cdot 75,9 = 17628,6$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс.руб.

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 30478,8 + 17628,6 = 48107,4 \quad (6.14)$$

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП 140400.62 ПЗ

6.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, и обслуживание составят, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_{B+P}^{AM} + I_{TP}^{AM} + I_{B+P(ГПП)}^{AM} \quad (6.15)$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{2,8}{100} \cdot 24882 + \frac{6,3}{100} \cdot 5596,8 + \frac{6,3}{100} \cdot 11880 + \frac{6,3}{100} \cdot 5748,6 = 2159,9.$$

$$I_{\Sigma}^O = I_{ЛЭП}^O + I_{B+P}^O + I_{TP}^O + I_{B+P(ГПП)}^O \quad (6.16)$$

$$I_{\Sigma}^O = \frac{0,4}{100} \cdot 24882 + \frac{3}{100} \cdot 5596,8 + \frac{3}{100} \cdot 11880 + \frac{3}{100} \cdot 5748,6 = 796,29.$$

Нормы амортизационных отчислений для силового оборудования и ВЛ из [8].

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (6.17)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии, кВт/ч; β – стоимость 1 кВт/ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \tau, \quad (6.18)$$

где ΔP - потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт; τ - время потерь, ч.

Время потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (6.19)$$

где $T_{МАКС}$ - число часов использования максимума, равное для электротехнических заводов 4500 ч [3].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,21$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{S_P^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (6.20)$$

где r_0 - активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км; l - длина воздушной линии, км; n - количество параллельно подключенных цепей.

$$\Delta P = \frac{7,25^2}{110^2} \cdot \frac{0,42 \cdot 5,2}{2} \cdot 10^3 = 4,74$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = 4,74 \cdot 2886,21 = 13692,03$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ					

$$\Delta \mathcal{E}_{TP} = n_{TP} \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_m + \frac{1}{n_{TP}} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_P}{S_{НОМ. TP}} \right)^2 \cdot \tau \quad (6.21)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{TP} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{7250,22}{6300} \right)^2 \cdot 2886,21 = 174095,4$$

где ΔP_{XX} - потери холостого хода трансформатора, кВт [6];

ΔP_{K3} - потери короткого замыкания трансформатора, кВт [6].

Годовые потери энергии, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} + \Delta \mathcal{E}_{TP} \quad (6.22)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 13692,03 + 174095,4 = 187787,4$$

Ежегодные издержки на потери электроэнергии, руб.

$$I_{ПЭ} = 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 187787,4 = 2706,4$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma}^{AM} + I_{\Sigma}^O + I_{ПЭ} \quad (6.23)$$

$$I_{\Sigma} = 2159,9 + 796,29 + 2706,4 = 5662,58$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб./год

$$З_{\Sigma} = 0,125 \cdot 48107,4 + 5662,58 = 11676,01$$

6.2 Второй вариант внешнего электроснабжения 10кВ

6.2.1 Выбор сечения проводов КЛ

Для обеспечения бесперебойности питания прокладываем в траншее 8 параллельных кабельных линий.

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном режимах, А

$$I_p = \frac{S_P}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.24)$$

$$I_p = \frac{7250,22}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 69,77$$

$$I_{раб. макс} = \frac{S_P}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.25)$$

$$I_{раб. макс} = \frac{7250,22}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 83,72$$

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 часов), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. В соответствии с [4] допустимая перегрузка составляет 1,25. Коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{С.Н.}$ согласно ПУЭ, принимаем равным 0,9.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ					

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{МАХ.Р}}}{1,25 \times K_{\text{С.Н}}} \quad (6.26)$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{83,72}{1,25 \times 0,9} = 74,42$$

По [9] принимаем кабель АПвП-70 мм² (I_{доп}=240А).

6.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{В}} + K_{\text{Л}} \quad (6.27)$$

Стоимость ячейки вакуумного выключателя ВВТЭ-10 составляет 412,5 тыс.руб. [7].

Тогда общая стоимость, тыс.руб.

$$K_{\text{В}} = 2 \cdot 412,5 = 825$$

Стоимость сооружения 1 км кабельной линии 10 кВ кабелем марки АПвП-70 равна 891 тыс.руб. [7].

Капитальные вложения в сооружение 5,2 км ЛЭП, тыс.руб.

$$K_{\text{КЛ}} = 6 \cdot 5,2 \cdot 891 = 27799,2$$

Суммарные капитальные вложения в ЛЭП, тыс.руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 825 + 27799,2 = 28624,2$$

6.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, и обслуживание составят, тыс.руб.:

$$I_{\Sigma}^{\text{АМ}} = I_{\text{КЛ}}^{\text{АМ}} + I_{\text{В}}^{\text{АМ}} \quad (6.28)$$

$$I_{\Sigma}^{\text{АМ}} = \frac{5,3}{100} \cdot 27799,2 + \frac{6,4}{100} \cdot 825 = 1526,16$$

$$I_{\Sigma}^{\text{О}} = I_{\text{КЛ}}^{\text{О}} + I_{\text{В}}^{\text{О}} \text{ тыс. руб.} \quad (6.29)$$

$$I_{\Sigma}^{\text{О}} = \frac{2,0}{100} \cdot 27799,2 + \frac{3,0}{100} \cdot 825 = 580,73$$

Нормы амортизационных отчислений для силового оборудования и КЛ из [8].

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии

$$I_{\text{ПЭ}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \quad (6.30)$$

$\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии, кВт/ч; β – стоимость 1 кВт/ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \tau \quad (6.31)$$

где ΔP - потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт;
 τ - время потерь, ч.

Время потерь, ч.

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ				

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАКС}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (6.32)$$

где $T_{\text{МАКС}}$ - число часов использования максимума, равное для электротехнических заводов 4500 ч [3].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,21$$

Потери мощности в кабельной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{S_P^2 \cdot r_0 \cdot l}{U^2 \cdot n} \quad (6.33)$$

где r_0 - активное сопротивление 1 км кабельной линии, Ом/км; l - длина кабельной линии, км; n - количество параллельно подключенных цепей.

$$\Delta P = \frac{6972^2}{10^2} \cdot \frac{0,443 \cdot 5,2}{6} \cdot 10^{-3} = 186,63$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{КЛ}} = 186,63 \cdot 2886,21 = 538640,15$$

Годовые потери энергии, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{КЛ}} = 538640,15$$

Ежегодные издержки на потери электроэнергии, руб.

$$I_{\text{ПЭ}} = 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 538640,15 = 8079,60$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год

$$I_{\Sigma} = 2017,28 + 766,06 + 8079,6 = 10186,49$$

Приведенные затраты по первому варианту

$$Z_{\Sigma} = 0,125 \cdot 28624,2 + 10186,49 = 13764,52 \text{ тыс. руб./год}$$

Таблица 6.1 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ вар.	К _Σ , тыс. р./год	Ежегодные издержки, р./год			З _Σ , тыс.р./год
		И _Σ ^{АМ}	И _Σ ^О	И _{ПЭ}	
1(110)	48107,4	2159,90	796,29	2706,40	11676,01
2 (10)	28624,2	1526,16	580,73	8079,60	13764,52

Вывод: предпочтение отдаем первому варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 110кВ подстанции ТЭЦ. Разница приведенных затрат сравниваемых вариантов составляет 15%.

7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}. \quad (7.1)$$

где $Q_{НК1}$ и $Q_{НК2}$ – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

7.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Мощность цеховых трансформаторов выбирается по удельной плотности нагрузки, кВА/м²

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}. \quad (7.2)$$

где S_p – расчетная мощность цеха, F – площадь цеха

Расчет проведем для цеха №8+№1

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}.$$

$$\sigma_n = \frac{599,49}{25560} = 0,023$$

При плотности нагрузки до $\sigma_n = 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВ·А, при плотности 0,2 – 0,5 $\text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ – мощностью 1600 кВ·А. При плотности более 0,5 $\text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВ·А.

Выбираем трансформатор мощностью 400 кВА

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{мин}$ одинаковой мощности $S_{ном.т}$ для питания технологически связанных нагрузок

$$N_{мин} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{ном.т}} + \Delta N. \quad (7.3)$$

$$N_{мин} = \frac{514,25}{0,8 \cdot 400} = 1,61 + 0,39 = 2$$

где P_p – расчетная активная мощность технологически связанных нагрузок, кВт; K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей I категории $K_3 = 0,75 - 0,8$);

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ				

Оптимальное число трансформаторов

$$N_{opt} = N_{min} + m.$$

(7.4)

$$N_{opt} = 2 + 0 = 2$$

где m – дополнительные трансформаторы.

Результаты расчета для остальных цехов представлены в табл.7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 – Результаты расчета количества трансформаторов в цехах.

Подстанции	σ, M^2	N_{min}		$N_{доп}$	m	N_{opt}
		без $N_{доп}$	с $N_{доп}$			
ТП цех1, 8	0,023	1,61	2	0,39	0	2
ТП цех2, 3, 4	0,037	1,74	2	0,26	0	2
ТП цех5, 6	0,047	1,89	2	0,11	0	2
ТП цех 15	0,097	3,76	4	0,24	0	4
ТП цех 13, 14	0,110	3,44	4	0,56	0	4
ТП цех 7, 9, 10, 11, 12	0,046	3,76	4	0,24	0	4

Сведем в таблицу результаты выбора цеховых трансформаторов.

Таблица 7.2 – Выбор цеховых трансформаторов

Наименование пункта питания	Потребители	Место расположения пункта питания	P_p , кВт	Q_p , кВар	$S_{ном.т.}$, кВ·А	K_3	N_{opt}	Тип трансформатор
ТП1	цех 1, 8	Цех №8	514,25	307,39	400	0,8	2	ТСЗ-400/10 УЗ
ТП2	цех 2, 3, 4	Цех №3	875,23	628,16	630	0,8	2	ТСЗ-630/10 УЗ
ТП3	цех 5, 6	Цех № 6	603,92	420,98	400	0,8	2	ТСЗ-400/10 УЗ
ТП4, ТП5	цех 15	Цех № 15	1203,84	1126,87	400	0,8	4	ТСЗ-400/10 УЗ
ТП6, ТП7	цех 13, 14	Цех №13	1734,82	1092,61	630	0,8	4	ТСЗ-630/10 УЗ
ТП8, ТП9	цех 7, 9, 10, 11, 12	Цех №10	1204,11	658,58	400	0,8	4	ТСЗ-400/10 УЗ

Лист

ДП 140400.62 ПЗ

27

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

8. Выбор компенсирующих устройств

8.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для ТПЗ (УПТК и ПМК-2), используя данные таблиц 7.1 и 7.2.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, кВар

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_P^2} \quad (8.1)$$

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 603,92^2} = 211,85$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, кВар

$$Q_{\text{НК1}} = Q_P - Q_{\max.т} \quad (8.2)$$

$$Q_{\text{НК1}} = 420,98 - 211,85 = 209,13$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{НК2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, кВар

$$Q_{\text{НК2}} = Q_P - Q_{\text{НК1}} - \gamma \cdot N_{\text{ОПТ}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (8.3)$$

$$Q_{\text{НК2}} = 420,98 - 209,13 - 0,58 \cdot 2 \cdot 400 = -252,15 \text{ кВар}$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{p1} = 15$ (Сибирь) и $K_{p2} = 3$ (длина питающей линии 100 м) и магистральной схемы питания цеховых ТП [3], равный 0,58 [3].

Так как $Q_{\text{НК2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{НК2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составит, кВар

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}} \quad (8.4)$$

$$Q_{\text{НК}} = 209,13 + 0 = 209,13$$

Расчетную мощность НБК $Q_{\text{НК}}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок с помощью [3].

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов сведем в таблицу 8.1.

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Таблица 8.1 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

Наименование ТП	Q _p , кВар	Q _{МАХ.Т} , квар	Q _{НК1} , кВар	Q _{НК2} , кВар	Q _{НК} РАСЧ, кВар	Q _{НК} ФАКТ, кВар	Кол. шт.	Тип НБК
ТП1	307,39	380,98	0	0	0	0	-	-
ТП2	628,16	500,04	128,12	0	128,12	133	1	УКМ 58-0,4-133-33,3УЗ
ТП3	420,98	211,85	209,13	0	209,13	402	2	УКМ 58-0,4-402-67УЗ
ТП4, ТП5	1126,87	434,94	691,93	0	691,93	268	1	УКМ 58-0,4-268-67УЗ
ТП6, ТП7	1092,61	1026,96	65,65	0	65,65	268	2	УКМ 58-0,4-268-67УЗ
ТП8, ТП9	658,58	434,19	224,38	0	224,38	200	1	УКМ 58-0,4-200-33,3УЗ

8.2 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид

$$\sum Q_{РАСЧ}^{10кВ} - \sum Q_{ВК} - \sum Q_{СД} - Q_{ЭС} + \sum \Delta Q_{ЦТ} = 0. \quad (8.5)$$

Суммарные реактивные потери в цеховом трансформаторе определяются по [3].

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы

$$\sum Q_{ВК} = \sum Q_{РАСЧ}^{10кВ, ГПП} - \sum Q_{НБК} + \sum \Delta Q_{ЦТ} + \Delta Q_{Т, ГПП} - Q_{Э}. \quad (8.6)$$

$$\sum Q_{ВК} = 4768,41 - 1816 + 438 + 657,66 - 1779,49 = 2291,14.$$

Устанавливаем 2УКЛ(П)56-10,5-1800 УЗ(У1).

9. Выбор кабелей

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка.

ГПП – ТП6

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_P}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (9.1)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{2520}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 72,75$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_P}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (9.2)$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{2520}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 145,49 \text{ А}$$

По справочным материалам выбираем кабель марки ААШв-10 с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке с наружным шланговым покрытием, на напряжение 10 кВ. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [4] находим, что допустимая перегрузка K_3 составляет 1,25. Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по [4] равным 0,9. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению $I_{\text{доп}}$.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} \geq \frac{I_{\text{раб. макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (9.3)$$

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} = \frac{145,49}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} = 129,33$$

По [9] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель ААШв-10 с сечением жилы $3 \times 50 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 134 \text{ А}$.

Следовательно, выполняется условие

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$129,33 \text{ А} \leq 134 \text{ А}$$

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ сведем в таблицу 9.

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ДП 140400.62 ПЗ

Таблица 9– Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	п _ц	S _р , кВ·А	I _{раб} , А	I _{раб.макс} , А	I _{доп.расч} , А	Марка кабеля	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А
ГПП-ТП1	2	800	23,09	46,19	41,06	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП2	2	2060	59,47	118,93	105,72	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП3	2	800	23,09	46,19	41,06	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП4	2	1600	46,19	92,38	82,11	ААШВ-10	3х35	110
ТП4-ТП5	2	800	23,09	46,19	41,06	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП6	2	2520	72,75	145,49	129,33	ААШВ-10	3х50	134
ТП6-ТП7	2	1260	36,37	72,75	64,66	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП8	2	1600	46,19	92,38	82,11	ААШВ-10	3х35	110
ТП8-ТП9	2	800	23,09	46,19	41,06	ААШВ-10	3х35	110

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ, а расчет проводим, учитывая экономическую плотность тока, по [3] равную 3,1 А/мм².

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока

$$F_{расч} = \frac{I_{раб}}{j_{эк}} \quad (9.4)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	п _ц	S _р , кВ·А	I _{раб} , А	I _{раб.макс} , А	I _{доп.расч} , А	Марка кабеля	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А
РП8-РП1	4	145,51	52,50	70,01	62,23	АВВГ	16	77
РП6-РП5	6	302,08	72,67	87,20	77,51	АВВГ	25	100
РП3-РП2	6	539,13	129,69	155,63	138,34	АВВГ	50	147
РП2-РП4	6	307,65	74,01	88,81	78,94	АВВГ	25	100
РП13-РП14	6	566,88	136,37	163,64	145,46	АВВГ	50	147
РП10-РП7	4	196,72	70,98	94,65	84,13	АВВГ	25	100
РП10-РП9	6	805,41	193,75	232,50	206,67	АВВГ	95	212
РП9-РП11	6	350,99	84,44	101,32	90,06	АВВГ	25	100
РП11-РП12	4	126,84	45,77	61,02	54,24	АВВГ	10	59

10. Расчет токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 10.

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

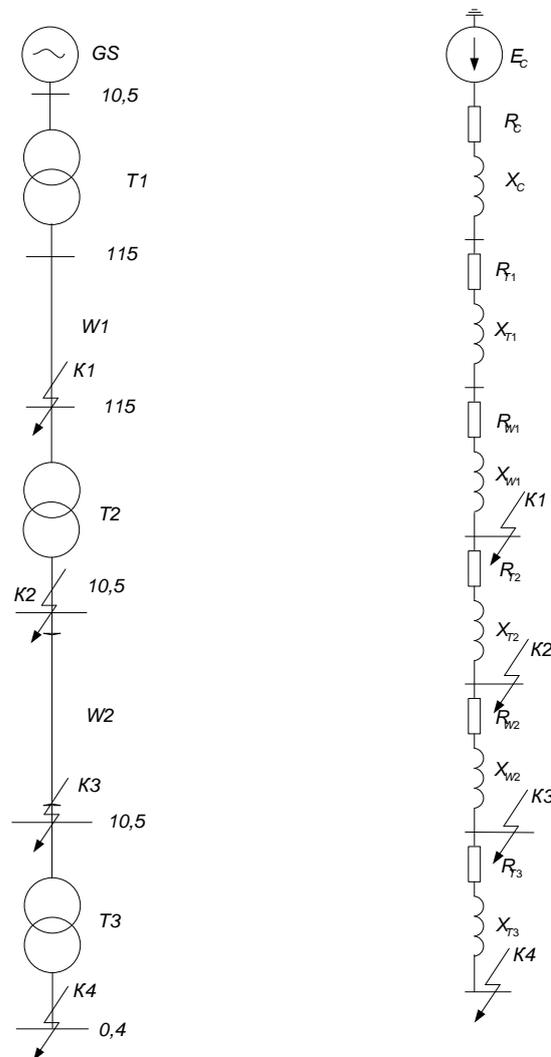


Рисунок 10 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015 и представлены в приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_{\phi}, \text{кВ}$	$I_{\phi}, \text{кА}$	$I_{\text{по}} = I_{\text{шт}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
К1	115	0,502	1,046	2,663
К2	10,5	5,499	2,561	6,81
К3	10,5	5,499	2,55	6,24
К4	0,4	144,338	13,259	24,376

11. Выбор оборудования

11.1 Выбор коммутационной аппаратуры

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{от} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq I_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$.

1.1.1. Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТМН–6300/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{ном.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} \quad (11.1)$$

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,07$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{ном}^{ВН} \quad (11.2)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 33,07 = 46,29$$

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Таблица 11.1 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВБП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1	Разъединители РДЗ.1-110/1000 УХЛ1 РДЗ.2-110/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 46,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = 1,046 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 2,663 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,044^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 0,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2$

Выключатель ВБП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1.

Разъединители высоковольтные типа РДЗ.1-110/1000 У1, предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 110 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

1.1.2. Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТМН-6300/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, A

$$I_{ном}^{НН} = \frac{S_{ном.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}} \quad (11.3)$$

$$I_{ном}^{НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{ном}^{НН} \quad (11.4)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 346,41 = 484,97$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии К-63. Произведем проверку выключателей ВБЭК-10-31,5/2000-3150 УХЛ2 по [10], установленных в КРУ.

Таблица 11.2 – Проверка условий выбора выключателя ВБЭК

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВБЭК-10-31,5/2000-3150 УХЛ2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 484,97 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = 2,561 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 6,81 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,979^2 \cdot (0,1+0,2) = 14,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели предназначены для частых коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в ячейках комплектных распределительных устройств в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц с напряжением 6–10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86, КУЮЖ.674152.001ТУ.

1.1.3. Выбор выключателей в КРУ на стороне 10кВ в цепи кабельных линий ЗРУ

Для унификации оборудования выбор производим по наиболее нагруженной КЛ ГПП–ТПБ.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А

$$I_{ном}^{КЛ} = \frac{S_p}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (11.5)$$

$$I_{ном}^{КЛ} = \frac{2520}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 69,28$$

$$I_{раб.макс} = 2 \cdot I_{ном}^{КЛ} \quad (11.6)$$

$$I_{раб.макс} = 2 \cdot 69,28 = 138,56$$

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии К-63. Произведем проверку выключателей ВБЭК-10-20/630 У2, установленных в КРУ.

Таблица 11.3 – Проверка условий выбора выключателя ВБЭК

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВБЭК-10-20/630 У2	Разъединитель РВЗ-1-10/400 У2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 138,56 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = 2,55 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 6,24 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 41 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,919^2 \cdot (0,1+0,2) = 14,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ К-63 используем рассчитанные выше выключатели ВБЭК-10-20/630 У2.

11.2 Выбор предохранителей

Предохранителем называется аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

По [3] выбираем предохранители ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ.

Таблица 11.4 – Каталожные данные предохранителей

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{ном. раб.},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{ном.откл.},$ кА
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ	10	7,2	31,5	12,5

11.3 Выбор измерительных электроаппаратов

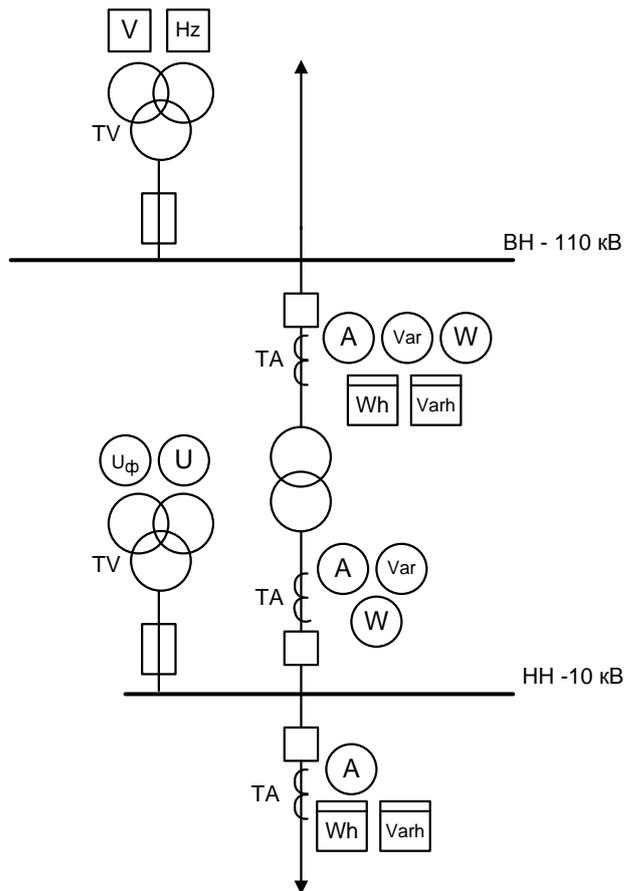


Рисунок 4 – Измерительные приборы в цепи подстанции

На ВН и НН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 11.5 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д335
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТЗ
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТЗ
Итого:	1,6		1,6	

Таблица 11.6 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д335
Итого:	1,5		1,5	

Полная мощность приборов

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{BH} = 1,6 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{HH} = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Сопротивление приборов, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}^{BH}}{I_2^2} \quad (11.7)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}^{HH}}{I_2^2} \quad (11.8)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

На стороне ВН принимаем ТВТ-110-І-300/5

$$I_{\text{раб. макс}} = 46,29 \text{ А};$$

$$B_k^{\text{табл}} = (k_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (11.9)$$

$$B_k^{\text{табл}} = (20 \cdot 0,3)^2 \cdot 3 = 108$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пров}}, \quad (11.10)$$

где r_k – сопротивление контактов ($r_k=0,1$ Ом, при большом числе приборов; $r_k=0,05$ при малом количестве приборов).

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k \quad (11.11)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{r_{\text{пр}}} \quad (11.12)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,036} = 2,05$$

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{ст}$ найдем сопротивление проводов

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч.}}{q_{ст}} \quad (11.13)$$

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}$$

где ρ – удельное сопротивление повода (для алюминия $\rho=0,0283$).

Вторичная нагрузка

$$Z_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров} \quad (11.14)$$

$$Z_2 = 0,064 + 0,1 + 0,53 = 0,69$$

Таблица 11.7 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-110-I-300/5
ВН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 46,29 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 1,45 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 108 \text{ кА}^2 \text{ с}$

На стороне НН принимаем ТВТ-105000/5

$$I_{раб.макс} = 484,97 \text{ А};$$

$$B_k^{табл} = (k_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{тер} \quad (11.15)$$

$$B_k^{табл} = (28 \cdot 2)^2 \cdot 3 = 9408$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2ном} = r_{приб} + r_k + r_{пров} \quad (11.16)$$

где r_k – сопротивление контактов ($r_k=0,1$ Ом, при большом числе приборов; $r_k=0,05$ при малом количестве приборов).

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (11.17)$$

$$r_{пров} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,036$$

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч.}}{r_{пр}} \quad (11.18)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{1,036} = 0,28$$

$$q_{ст} = 4 \text{ мм}^2$$

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{ст}$ найдем сопротивление проводов, Ом

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч.}}{q_{ст}} \quad (11.19)$$

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

где ρ – удельное сопротивление повода (для алюминия $\rho=0,0283$).

Вторичная нагрузка, Ом

$$Z_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров} \quad (11.20)$$

$$Z_2 = 0,064 + 0,1 + 0,08 = 0,25$$

Таблица 11.8 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-105000/5
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 484,97$ А	$I_{ном} = 5000$ А
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,25$ Ом	$Z_{2ном} = 1,2$ Ом
	$B_k \leq (k_T I_{ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 15,5$ кА ² с	$B_k = 9408$ кА ² с

Трансформаторы тока в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же, как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ К-63. Для наиболее нагруженной КЛ ГПП–ТП6, рассчитанной выше, по [3] выбираем трансформатор тока ТЛК-10-600/5 У3.

Таблица 11.9 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии

	Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
			А	В	С
НН	Амперметр	Э379	0,5	0,5	0,5
	Счетчик активной мощности	СЭТ3	0,05		0,05
	Счетчик реактивной мощности	СЭТ3	0,05		0,05
	Итого		0,6		0,6

Полная мощность приборов

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{HH} = 0,6 \text{ В} \cdot \text{А} \quad (11.21)$$

Сопротивление приборов, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}^{HH}}{I_2^2} \cdot \quad (11.22)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

Максимальный рабочий ток

$$I_{\text{раб.макс}} = 138,56 \text{ А}.$$

$$B_k^{\text{табл}} = (k_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (11.23)$$

$$B_k^{\text{табл}} = (10 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 108$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пров}} \cdot \quad (11.24)$$

где r_k – сопротивление контактов ($r_k=0,1$ Ом, при большом числе приборов; $r_k=0,05$ при малом количестве приборов).

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k \cdot \quad (11.25)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,276$$

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч.}}}{r_{\text{пр}}} \cdot \quad (11.26)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,276} = 1,06$$

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч.}}}{q_{\text{ст}}} \cdot \quad (11.27)$$

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

где ρ – удельное сопротивление провода (для алюминия $\rho=0,0283$).

Вторичная нагрузка, Ом

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пров}} \quad (11.28)$$

$$Z_2 = 0,024 + 0,1 + 0,08 = 0,2$$

Таблица 20 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-600/5 УЗ
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 138,56$ А	$I_{\text{ном}} = 600$ А
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,2$ Ом	$Z_{2\text{ном}} = 0,4$ Ом
	$B_k \leq (\kappa_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_k = 15,5$ кА ² с	$B_k = 108$ кА ² с

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности S2 < S2 ном.

Таблица 21 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
ВН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	4	8	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	4	16	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Таблица 22 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
НН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	6	12	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	6	24	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

$$S_{ВН\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (11.29)$$

$$S_{ВН\Sigma} = \sqrt{(2+4+4+8+16)^2 + 0^2} = 34$$

$$S_{НН\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (11.30)$$

$$S_{НН\Sigma} = \sqrt{(2+4+4+12+24)^2 + 0^2} = 44$$

Выбираем НАМИ-110 УХЛ1, класс точности 0,5.

$$S_{НОМ} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбираем НАМИТ-10-УХЛ2, класс точности 0,5.

$$S_{НОМ} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 23 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_2 \text{ ном}$	$S_2 = 34 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_2 \text{ ном}$	$S_2 = 44 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил.

Для ВН и НН принимаем кабель АКРВГ 2,5 мм².

11.4 Выбор изоляторов

Выбираем изоляторы ИП-10/630-750 УХЛ1 [3].

$$1. U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$$

2. Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}. \quad (11.31)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 750 = 450.$$

где $F_{доп}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}. \quad (11.32)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6240^2}{1} \cdot 5 \cdot 10^{-7} = 33,72.$$

Таблица 24 – Каталожные данные изоляторов

Тип	Напряжение, кВ		
	U _{ном} , кВ	Наибольшее U _{доп} , кВ	Испытательное грозового импульса
ИП-10/630-750 УХЛ1	10	630	750

11.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А [12].

Мощность, потребляемая собственными нуждами, кВ·А

$$S_{расч} = 0,1\% \cdot S_{n/ст}. \quad (11.33)$$

$$S_{расч} = 0,001 \cdot 7455,49 = 7,46.$$

Выбираем два трансформатора ТСЗ-16/10.

11.6 Выбор шин на ЗРУ

Для РУ напряжением 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС. В установках напряжением до 20 кВ применяются жесткие алюминиевые шины с сечением различной формы. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновку выбираем по длительно допустимому току. Определение сечения шин производится по условию нагрева, т.е. по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по условию нагрева

$$I_{длит.доп} \geq I_{раб.макс} \quad (11.34)$$

Допущения при выборе гибких шин:

а) шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;

б) гибкие шины РУ при $I_{по} < 20$ кА не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ				

в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110 кВ и выше. Причем если шины выполнены из проводов сечением, равным или больше АС – 70 для 110 кВ; АС – 240 для 220 кВ, АС – 2х500 для 500 кВ, проверка по условиям короны не требуется.

На стороне ВН

Принимаем гибкие шины из сталеалюминиевого провода АС–70/11

$$I_{\text{раб.макс}} = 46,29 \text{ А}$$

$$I_{\text{длит.дон}} = 265 \text{ А}$$

Условие выбора шин по току $I_{\text{длит.дон}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ выполняется.

Проверка шин на термическое и электродинамическое действие тока КЗ не производится.

На стороне НН

Принимаем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения.

Выбираем сечение шин (h=10 мм, b=120 мм), расположение плашмя.

$$S = b \cdot h \tag{11.35}$$

$$S = 120 \cdot 10 = 1200$$

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{раб.макс}} = 484,97 \text{ А} \leq I_{\text{длит.дон}} = 2070 \text{ А}$$

Проверка на термическую устойчивость

$$q_{\text{min}} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C} \tag{11.36}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{15,5 \cdot 10^6}}{91} = 43,26 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2$$

где С – коэффициент, принимаемый по [3] и равный 91 для алюминиевых шин.

Проверка на механическую прочность

Наибольшее удельное усилие, Н/м

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} \tag{11.37}$$

$$f^{(3)} = 1,73 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6,81^2 \cdot 10^6}{0,3} = 26,74$$

где, a=0,3 м –расстояние между фазами для КРУ; $i_y^{(3)}$ – ударный ток на стороне низшего напряжения, кА.

Изгибающий момент, Н/м

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} \tag{11.38}$$

$$M = \frac{192,7 \cdot 1,5^2}{10} = 43,4$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} < \sigma_{\text{дон}} \tag{11.39}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{43,4}{24} = 1,8 < \sigma_{\text{дон}}$$

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП 140400.62 ПЗ					

где $W = b^2 \cdot h / 6 = 12^2 \cdot 1 / 6 = 24 \text{ см}^3$ – момент сопротивления шин, установленных плашмя; $\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ МПа}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин, для алюминия.

11.7 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа [13]:

ОПН-ПН-110УХЛ1 – предназначены для защиты электрооборудования в сетях с эффективно заземленной нейтралью, напряжением 110кВ.

ОПНН-110 – установлен в нейтрали силового трансформатора 110 кВ;

ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2 – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ К-63.

Таблица 25 – Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные		
	ОПН-110У1	ОПНН-110	ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2
Уном, кВ	110	110	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение УНР, кВ	73	73	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	5	1,5	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	-	-	3,70

12. Расчет молниезащиты и заземления

12.1 Расчет молниезащиты ГПП 110/10 кВ

Грозовые перенапряжения возникают при молнии ударе в электрическую установку или вблизи ее в зависимости от места удара. Внутренние перенапряжения возникают при различных нормальных или аварийных коммуникациях.

Защита ЛЭП от прямых ударов молний на подходах к ОРУ-110 кВ осуществляется подвесной двух тросовой молниеотвод на участке длиной в 2 км от подстанции, которые должны иметь угол защиты не более 30° , с установкой на концевой опоре ограничителя перенапряжения ОПН-110.

В ОРУ к трансформатору со стороны ВН устанавливаем ограничители перенапряжения серии ОПН-110 без разъединителей, а в ЗРУ-10 кВ устанавливаем ОПН-10. Расчет ведем с использованием справочного материала.

Наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний — это гибкие шины на высоте $h_x=9$ м.

Защита от прямых ударов молний осуществляется установкой 6-ти молниеотводов, стоящих на опорах высотой 20 м.

Расстояние между молниеотводами $a_1=22$ м, $a_2=21,5$ м, $L_{2-4}=30,74$ м

Два и более молниеотвода можно расположить так, что они будут создавать общую зону защиты значительно больших размеров, чем у одиночных молниеотводов.

Молниеотвод считается двойным, если расстояние L между стержневыми молниеотводами не превышает предельной величины L_{max} , определяемой по эмпирическим формулам.

Для надежности защиты 0,995

$$L_{max} = 4,35 \cdot h. \quad (12.1)$$

$$L_{max} = 4,35 \cdot 20 = 87.$$

$$L_c = 2,25 \cdot h. \quad (12.2)$$

$$L_c = 2,25 \cdot 20 = 45.$$

При расстоянии L меньше определенного значения L_c граница зоны защиты не имеет провеса, т.е. $h_c = h_0$.

Предельная высота молниеотвода h_n , обеспечивающая отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{2-4} , для вероятности защиты $P_z=0.995$

$$h_n = L_c \cdot 2,25. \quad (12.3)$$

$$h_n = 45 \cdot 2,25 = 20.$$

Принимаем высоту молниеотвода $h=h_n$ и определяем параметры конура защиты одиночного стержневого молниеотвода h_0 и r_0 .

$$h_0 = 0,72 \cdot h. \quad (12.4)$$

$$r_0 = 0,70 \cdot h. \quad (12.5)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 20 = 14,4.$$

$$r_0 = 0,70 \cdot 20 = 14.$$

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте h_x .

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (12.6)$$

$$r_x = \frac{14 \cdot (14,4 - 9)}{14,4} = 5,25.$$

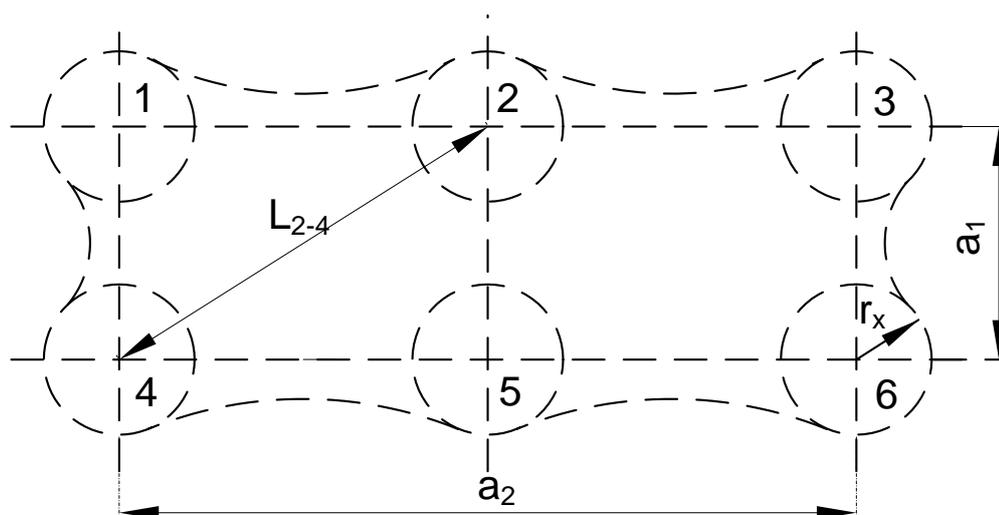


Рисунок 12.1 – Сечение зоны защиты на высоте h_x для шести стержневых молниеотводов

12.2 Расчет заземляющих устройств

Расчет заземляющих устройств производится для определения количества стержневых заземлителей, которые должны располагаться по намеченному контурами контуру.

Площадь подстанции составляет $60 \times 33 \text{ м}^2$. Эквивалентное сопротивление естественных заземлителей системы трос – опоры воздушных линий составляет $1,5 \text{ Ом}$. Местность, в которой сооружается подстанция, относится ко 2-ой климатической зоне, грунт в месте сооружения – глина.

1. Принимаем в соответствии ПУЭ нормативное сопротивление заземляющего контура $R_z = 0,5 \text{ Ом}$.

2. Предварительно намечаем к выполнению заземляющий контур в виде сетки с 16 прямоугольными ячейками, дополненной вертикальными электродами, расположенными по периметру сетки (рис. 12.2). Размер ячейки – $15 \times 8,25 \text{ м}$. Вертикальные стальные стержни, имеющие длину 5 м и диаметр 12 мм , соединены между собой стальной полосой $40 \times 4 \text{ мм}$. Глубина заложения стержней – $0,8 \text{ м}$, полосы – $0,8 \text{ м}$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП 140400.62 ПЗ

Лист

49

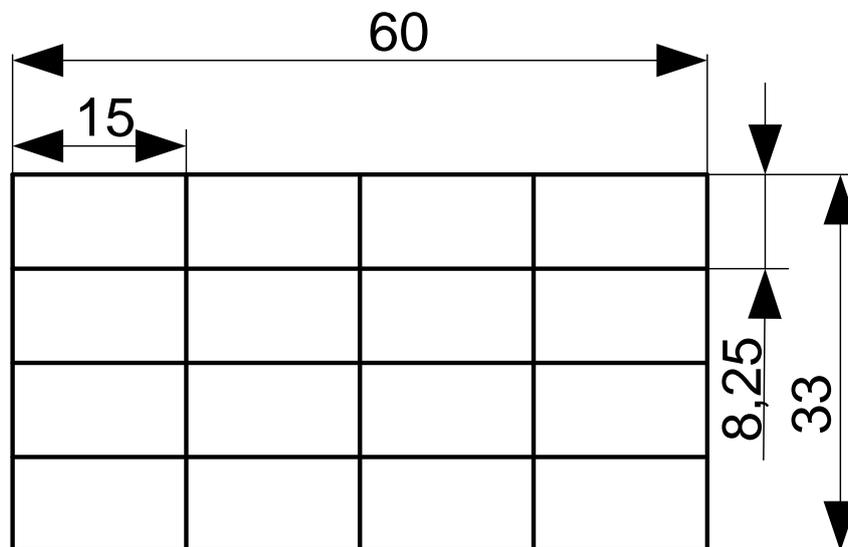


Рисунок 12.2 – Заземляющий контур подстанции

3. Определяем необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, Ом

$$R_u = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} \quad (12.7)$$

$$R_u = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 - 0,5} = 0,75$$

4. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_{расч}$ для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициентов сезонности.

Расчетное сопротивление грунта для вертикальных электродов равно, Ом·м

$$\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho \quad (12.8)$$

$$\rho_{расч.в} = 1,4 \cdot 40 = 56$$

Расчетное сопротивление грунта для горизонтальных электродов равно, Ом·м

$$\rho_{расч.г} = k_c \cdot \rho \quad (12.9)$$

$$\rho_{расч.г} = 3,5 \cdot 40 = 140$$

5. Определяем сопротивление растеканию тока вертикального электрода $R_{го}$, Ом

$$R_{го} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right) \quad (12.10)$$

$$R_{го} = \frac{0,366 \cdot 56}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,12} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 1}{4 \cdot 3,3 - 1} \right) = 8,01$$

для горизонтального заземлителя из полосовой стали

$$R_{го} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \quad (12.11)$$

$$R_{zo} = 0,366 \frac{140}{500} \cdot \lg \frac{2 \cdot 500^2}{0,4 \cdot 0,9} = 0,629$$

6. Определяем ориентировочное число вертикальных электродов при предварительно принятом коэффициенте использования $\eta_v=0,61$ для $N=20$ при $a/l=2$

$$N = \frac{R_{zo}}{R_u \eta_v} \quad (12.12)$$

$$N = \frac{8,01}{0,75 \cdot 0,61} = 17,5 \approx 18$$

7. Определяем сопротивление растеканию тока горизонтальных электродов R_{pz} с учетом коэффициента использования η_r , Ом

$$R_{pz} = \frac{R_{zo}}{\eta_r} \quad (12.13)$$

$$R_{pz} = \frac{0,629}{0,32} = 1,97$$

8. Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов, Ом

$$R_g = \frac{R_{pz} R_u}{R_{pz} - R_u} \quad (12.14)$$

$$R_g = \frac{1,97 \cdot 0,75}{1,97 - 0,75} = 1,21$$

9. Определяем число электродов с учетом уточненного коэффициента использования η_{vy}

$$N = \frac{R_{zo}}{R_g \cdot \eta_{vy}} \quad (12.15)$$

$$N = \frac{8,01}{1,21 \cdot 0,61} = 10,8$$

Окончательно принимаем к установке 11 вертикальных электродов, установленных по периметру заземляющего контура.

					ДП 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

- токовой ненаправленной защиты нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю;
- приема сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;
- защиты от не переключения фаз и защиты от неполнофазного режима (для выключателей с пофазным управлением электромагнитов);
- контроля состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора.

Комплект А2 предназначен для установки в схемах: 3Н – блок (линия - трансформатор) с выключателем, 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, 5АН – мостик в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Заложена возможность вывода функции АУВ с действием на два выключателя со стороны ВН для схем: 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, 6 – заход - выход, 7 – четырехугольник.

Релейная часть комплекта А2 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 V073.

Комплект А3 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект А3 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

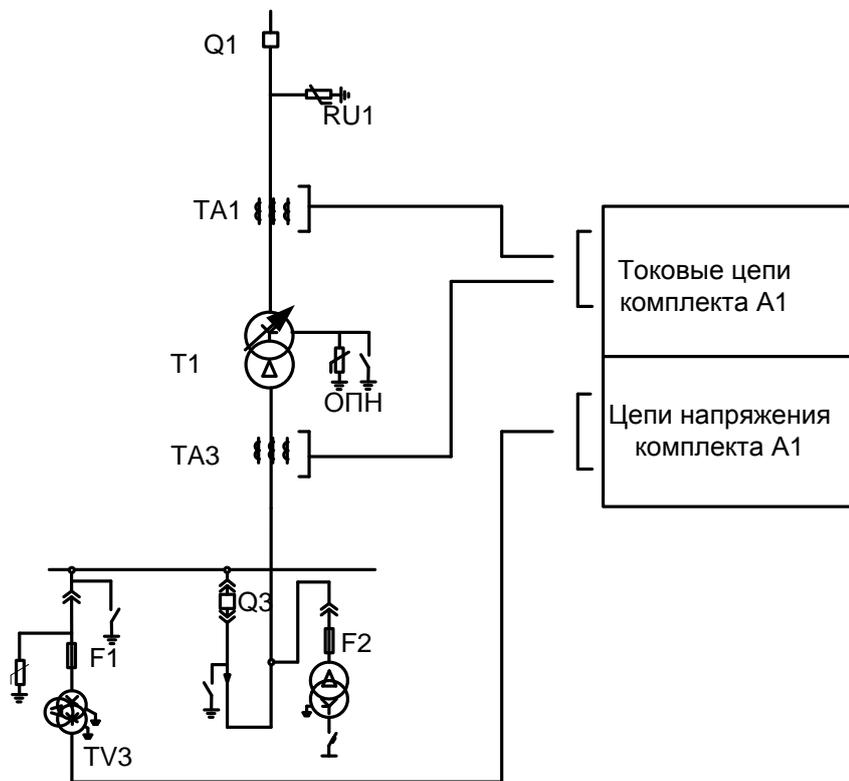


Рисунок 13.1 – Схема подключения комплекта А1 к цепям переменного тока и напряжения

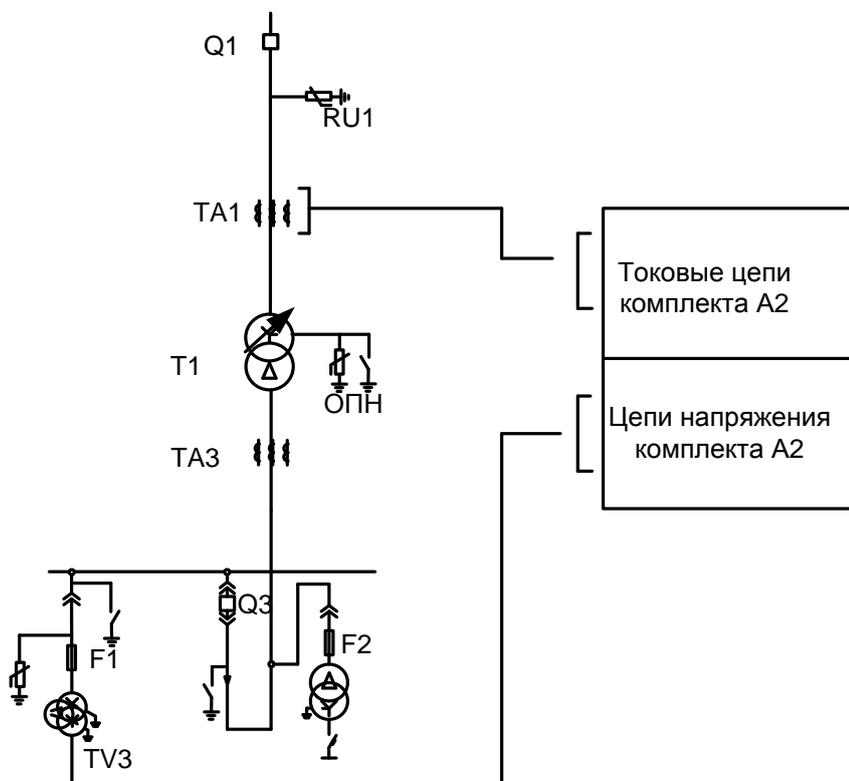


Рисунок 13.2 – Схема подключения комплекта А2 к цепям переменного тока и напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

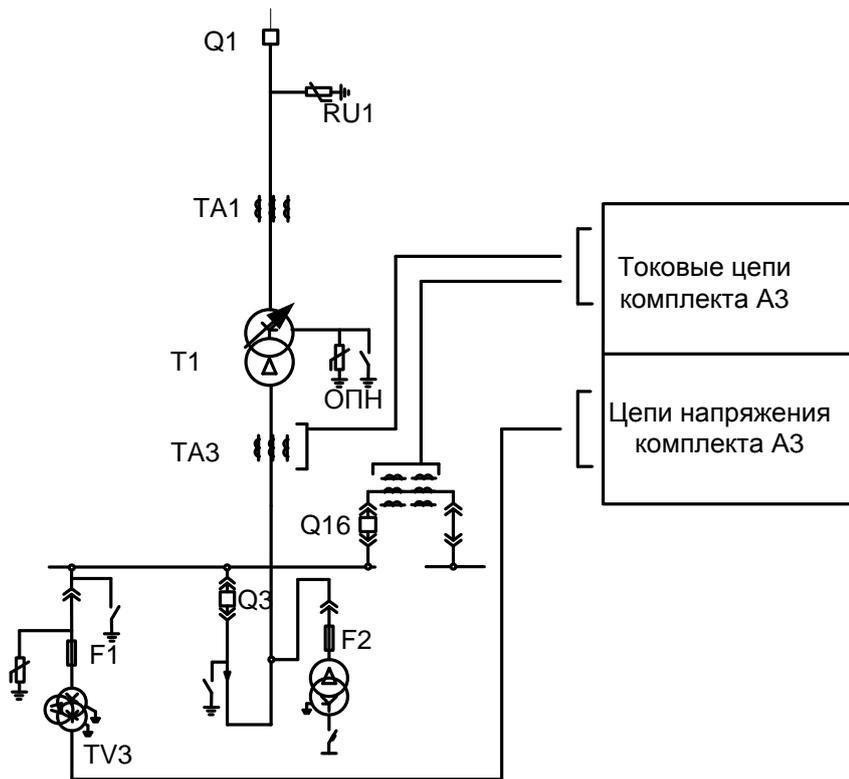


Рисунок 13.3—Схема подключения комплекта АЗ к цепям переменного тока и напряжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП 140400.62 ПЗ

Лист

56

Ориентировочные расчеты уставок устройств РЗА.

Таблица 13.1 – Расчет уставок основной защиты трансформатора

Тип за-щи-ты	Наименование величины	Расчетная формула	Расчет		Прим.
			115 кВ	10,5 кВ	
Дифференциальная защита трансформатора	Номинальный ток плеч, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41$	
	Схема соединения обмоток трансформатора				
	Схема соединения обмоток ТТ				
	Коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ		1	1	
	Базисный ток	$I_{баз} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}$	$I_{баз} = \frac{31,63 \cdot 1}{300/5} = 0,53$	$\frac{346,41 \cdot 1}{5000/5} = 0,35$	
	Ток начала торможения ДЗТ	$I_{т.о.}$	1,0		По дан-ным за-вода-изготови-теля

ДП 140400.62 ПЗ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

57

Лист

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

ДП 140400.62 ПЗ

58

Лист

Продолжение таблицы 13.1 – Расчет уставок основной защиты трансформатора

Тип за-щит-ты	Наименование величины	Расчетная формула	Расчет	Прим.
Дифференциальная защита трансформатора	Минимальный ток срабатывания	$I_{Д.О.} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*} =$ $= K_{ОТС} \cdot (K_{ОДН} \times$ $\times K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} +$ $+ \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т.О.}$	$I_{Д.О.} \geq 1,3 \cdot (1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 1,0 = 0,494$	
	Ток торможения ДЗТ расчетный	$I_T = \sqrt{\frac{I_{СКВ*} \cdot (I_{СКВ*} - I_{НБ})}{\times \cos \beta}}$	$I_T = \sqrt{33,07 \cdot (33,07 - 12,57) \cdot 0,97} = 25,65$	
	Ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} +$ $+ \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ*}$	$I_{НБ} = (1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 33,07 = 12,57$	
	Сквозной ток при внешнем КЗ	$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ.СТОП.}}{I_{БАЗ.СТОП.}} \cdot \frac{K_{СХ.ЛТ.СТОП.}}{K_{ТТ.СТОП.}}$	$I_{СКВ*} = \frac{1046}{0,53} \cdot \frac{1}{60} = 33,07$	
	Коэффициент торможения	$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{ДО}}{I_T - I_{ТО}}$	$K_T \geq \frac{1,3 \cdot 12,57 - 0,494}{25,65 - 1} = 0,64$	Принимаем $K_T = 0,64$
	Ток торможения блокировки ДЗТ	$I_{Т.БЛ.} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР.} \cdot I_{НОМ}$	$I_{Т.БЛ.} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 31,63 = 62,62$	

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

Окончание таблицы 13.1 – Расчет уставок основной защиты трансформатора

Тип защиты	Наименование величины	Расчетная формула	Расчет	Прим.
Дифференциальная защита трансформатора	Ток срабатывания дифференциальной отсечки по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора	$I_{отс*} = 1,5 \cdot I_{кз} \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт})$	$I_{отс*} = 1,5 \cdot 33,07 \cdot (1,0 \cdot 3,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) = 23,81$	Принимаем $I_{отс*} = 23,81$
	Коэффициент чувствительности	$K_{\chi} \geq \frac{I_{кз.мин.}^{(2)}}{0,5 \cdot I_{баз.стоп} \cdot K_{тт.стоп}}$	$K_{\chi} \geq \frac{1046 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{0,5 \cdot 0,53 \cdot \frac{300}{5}} = 57,28$	Чувствительность обеспечивается во всех режимах и во всем диапазоне токов

ДП 140400.62 ПЗ

Таблица 13.2 – Расчет уставок резервных защит трансформатора

Наименование величин		Обозначение и расчетная формула	ТМН-6300/110				
			МТЗ на стороне		Защита от перегрузки на стороне 115 кВ	Реле обдувки на стороне 115 кВ	Реле блокировки на стороне 115 кВ
			115 кВ	10,5 кВ			
Первичные номинальные токи		$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	31,63	346,41	31,63	31,63	31,63
Кратность сверхтока нагрузки		m_{CH}	1,5	1,5			
Коэффициент трансформации и схема соединения трансформаторов тока		$N_{ТТ}$	300/5	5000/5	300/5	300/5	300/5
		$K_{СХ}$	1	1	1	1	1
Первичный расчетный ток срабатывания защиты, А	Максимальной токовой	$I_{СЗ} = \frac{K_H \cdot m_{CH} \cdot I_{НОМ}}{K_B}$ $K_H = 1,1; K_B = 0,9$	57,99	653,09			
	От перегрузки	$I_{СЗ} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ}}{K_B}$ $K_H = 1,05; K_B = 0,9$			36,90		
	Реле обдувки	$I_{СЗ} = 0,4 \cdot I_{НОМ}$				12,65	
		$I_{СЗ} = 0,8 \cdot I_{НОМ}$				25,30	
	Реле блокировки регулятора напряжения	$I_{СЗ} = 2 \cdot I_{НОМ}$					63,26

ДЛ 140400.62 ПЗ

Продолжение таблицы 13.2 – Расчет уставок резервных защит трансформатора

Наименование величин		Обозначение и расчетная формула	ТМН-6300/110				
			МТЗ на стороне		Защита от перегрузки на стороне 115 кВ	Реле обдудвки на стороне 115 кВ	Реле блокировки на стороне 115 кВ
			115 кВ	10,5 кВ			
Ток уставки реле, А		$I_{CP} = K_{CX} \cdot \frac{I_{C3}}{N_{TT}}$	0,97	0,64	0,62	0,21 0,42	1,05
Чувствительность защиты	При КЗ за трансформатором	$K_{\chi} \geq \frac{K_{M3} \cdot I_{K3.MINH.}^{(3)}}{I_{C3}}$ $K_{M3} = 0,87$	12,53	12,60			
Уставка реле вольтметровой блокировки МТЗ	Коэффициент трансформации ТН	N_{HT}	1150	105			
	Максимальное остаточное напряжение при самозапуске, В	$U_{MINH} = 0,55 \cdot U_{НОМ}$	63250	5775			
	Напряжение срабатывания реле	$U_{CP} = \frac{U_{MINH}}{K_B \cdot K_H \cdot N_{TN}}$ $K_B = 1,25 \quad K_H = 1,2$	36,67	36,67			
Время срабатывания		t_{C3}, c	1,7	1,3	10	5	

ДП 140400.62 ПЗ

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Окончание таблицы 28 – Расчет уставок резервных защит трансформатора

Наименование величин		Обозначение и расчетная формула	Расчет
ТЗНП	Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ	$I_{0CЗ}^{III} = k_{OTC} \cdot I_{KЗ.МАКС}^{(3)}$	13,08
	Вторичное значение уставки	$I_{CP} = K_{CX} \cdot \frac{I_{CЗ}}{N_{TT}}$	0,22

ДП 140400.62 ПЗ

14 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения

В заключение необходимо привести таблицу с основными технико-экономическими показателями проектируемой системы электроснабжения.

Таблица 14.1 – Техничко-экономические показатели

Показатели	Обозначение	Единица измерения	Количество
1. Установленная мощность	P_y	кВт	7327,9
2. Расчетная мощность	P_p	кВт	6136,17
3. Полная мощность	S	кВ·А	7455,49
4. Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{вн}$	кВ	110
5. Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{ин}$	кВ	10
6. Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,8
7. Количество и мощность трансформаторов на ГПП	2хТМН-6300/110		
8. Конструктивное выполнение ГПП	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий		
9. Максимальная заявленная мощность	P_H^*	кВт	6075,64+136,04
10. Количество цеховых подстанций и их мощность	12х400; 6х630		
11. Принятая схема внутреннего электроснабжения	Смешанная		
12. Потребление электрической энергии предприятием за год	$\mathcal{E}_п$	тыс кВт·ч	27612,8
13. Компенсируемая реактивная мощность	$Q_{НК}$ и $Q_{БК}$	квар	1319,21; 2291,14
14. Потери активной мощности	ΔP	кВт	53,88
15. Потери энергии	$\mathcal{E}_{пот}$	тыс. кВт·ч	187,79

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Кудрин, Б. И. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с., ил.

2 Синенко, Л. С. Электроснабжение[Текст]: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

3 Синенко, Л. С. Электроснабжение[Текст]: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 2 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

4 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание[Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 раздел 6; раздел 7 гл 7.1, 7.2 - М, 1999. Введены с 01.07.2000 г. раздел 1 гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9; раздел 7 гл. 7.5, 7.6, 7.10 - М, 2002. Введены с 01.01.2003; г. раздел 1 гл. 1.8 - М, 2004. Введен с 01.09.2003 г. раздел 2 гл. 2.4, 2.5 - М, 2003. Введен с 01.10.2003 г. раздел 4 гл. 4.1, 4.2 - М, 2003. Введен с 01.11.2003 г.. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005-854с.

5 СТО 4.2-07-2014. [Электронный ресурс]: Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Режим доступа: <http://about.sfu-kras.ru/node/8127>

6 Трансформатор силовой ТМН-6300/110/ ООО КрасТехЭнерго [Сайт] - Красноярск, 2016 - Режим доступа: http://www.krastehenergo.ru/kabel/index.php?option=com_content&view=article&id=103&Itemid=196(дата обращения: 30.04.2016)

7 СТО 56947007-29.240.014-2008. [Электронный ресурс]: СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Укрупненные показатели стоимости оборудования (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – Режим доступа:

					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

<http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>(дата обращения: 01.05.2016)

8 Энергетика Оборудование Документация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://forca.ru/info/spravka/amortizacionnyye-otchisleniya.html> (дата обращения: 01.05.2016)

9 Электронный каталог. Кабели общепромышленные. [Сайт] - Пермь, 2016 - Режим доступа: http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii_791.html (дата обращения: 03.05.2016)

10 Выключатели вакуумные высоковольтные 6-10 кВ: техн. информация / АО "НПП "Контакт" [Сайт] - Саратов, 2016 - Режим доступа: http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_6-10/vikl_vbe_10_31-5/(дата обращения: 03.05.2016)

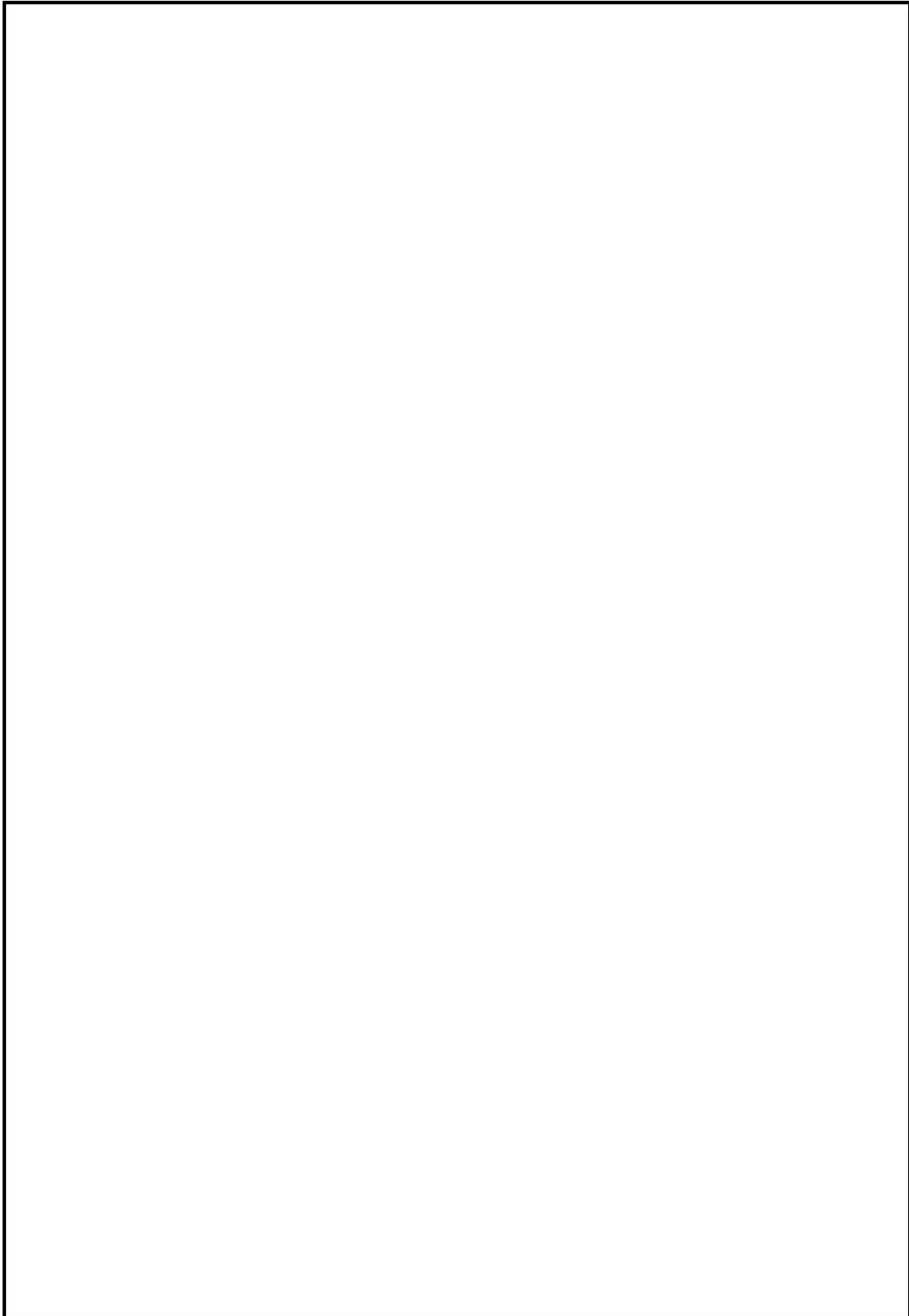
11 Предохранитель ПКТ 101-10-31,5-12,5 У1: техн. информация / АВК-ЭНЕРГО [Сайт] - Москва, 2016 - Режим доступа: <http://www.avkenergo.ru/avkcatalog/pred/element6910.php>(дата обращения: 03.05.2016)

12 Трансформаторы сухие: техн. информация/ Техиндустрия-М [Сайт] - Москва, 2016 - Режим доступа: <http://www.texin-m.ru/catalog/cat39/>(дата обращения: 03.05.2016)

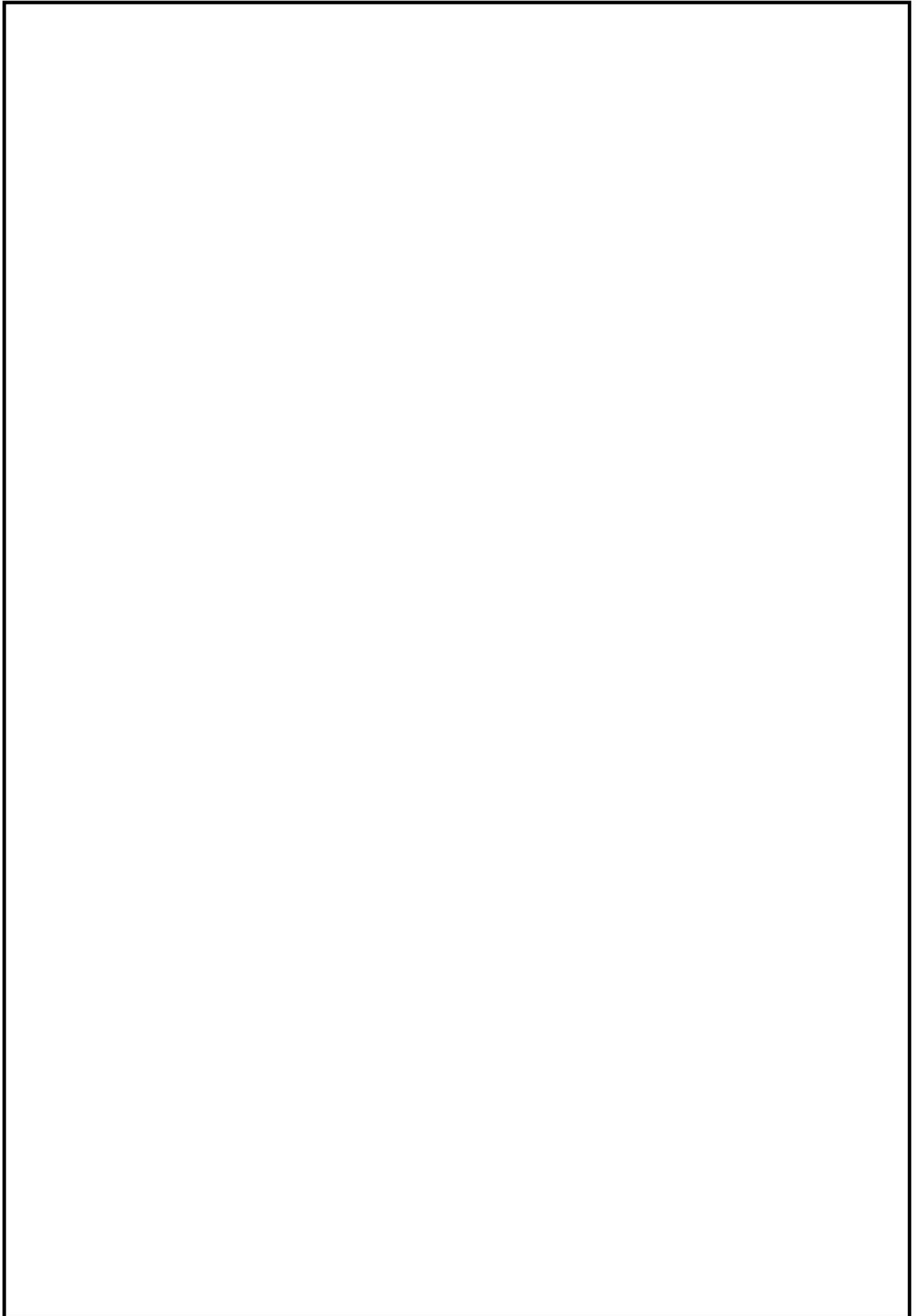
13 Ограничители перенапряжений ОПН: техн. информация / Балтэнерго [Сайт] - Санкт-Петербург, 2016 - Режим доступа: <http://baltenergo.spb.ru/products.php>(дата обращения: 03.05.2016)

14 Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора ШЭ2607 150 / ООО НПП Экра [сайт] - Чебоксары, 2016 - Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv/293-she2607-150.html>(дата обращения: 10.05.2016)

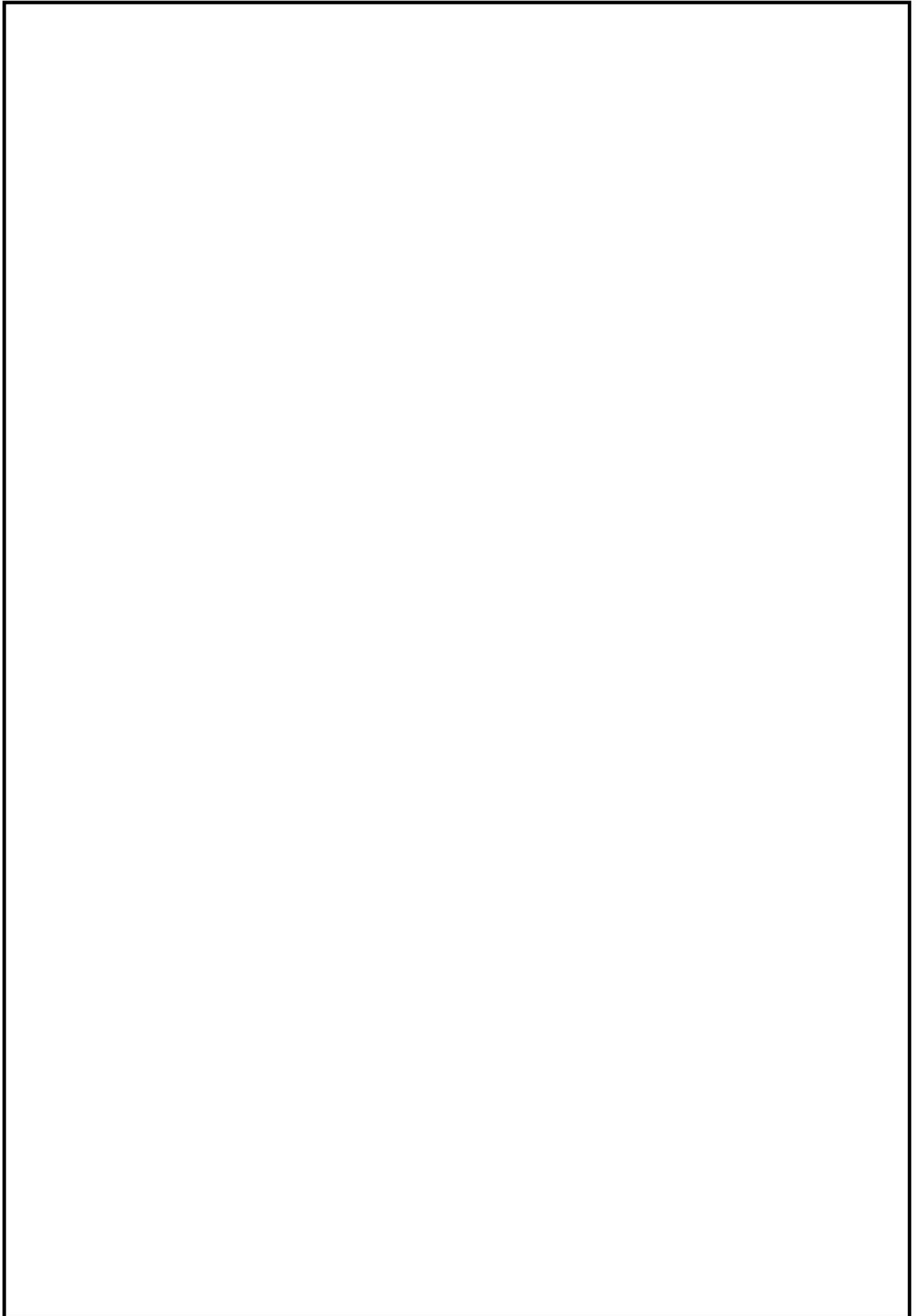
					ДП 140400.62 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65



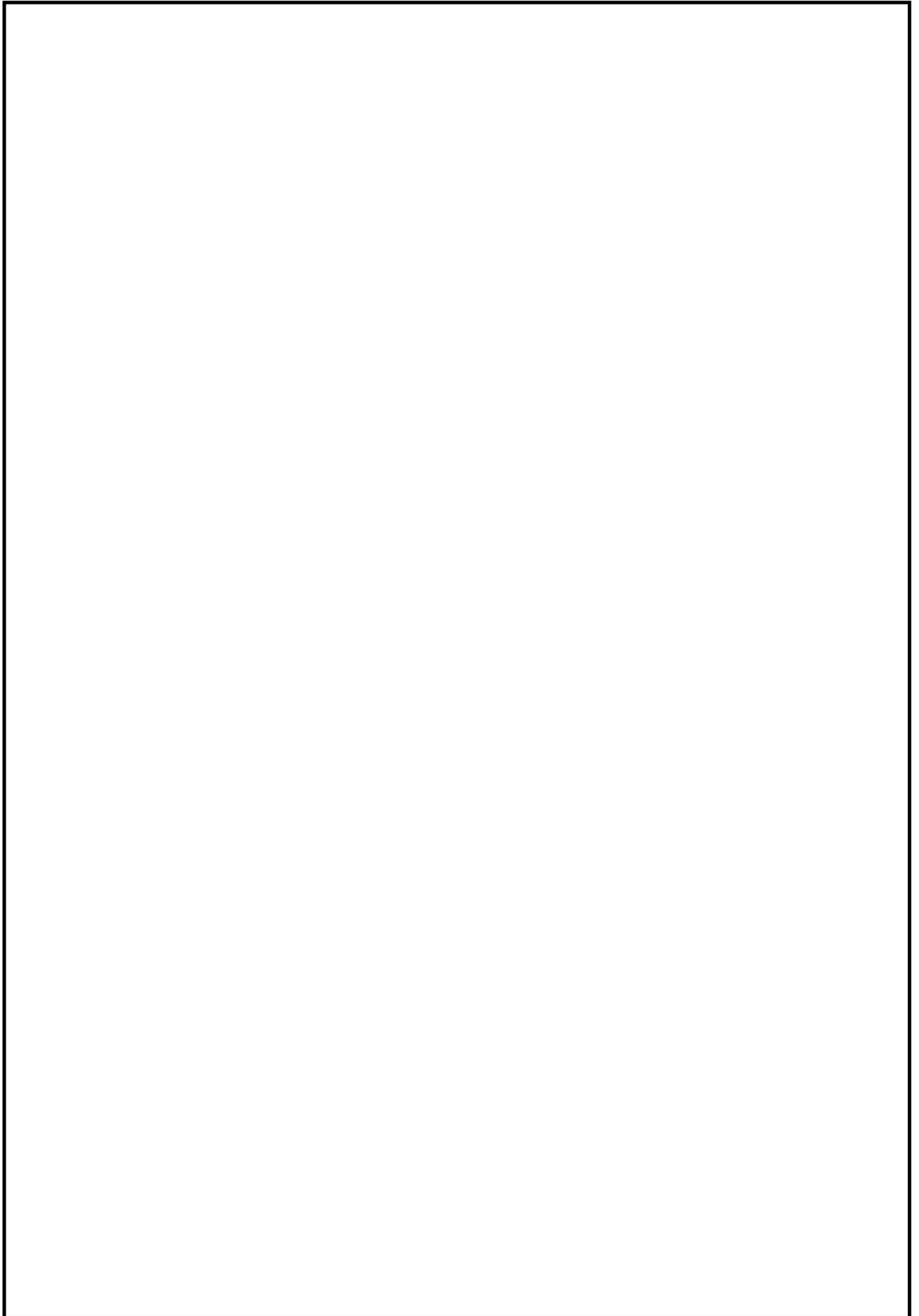
					<i>ДП 140400.62 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66



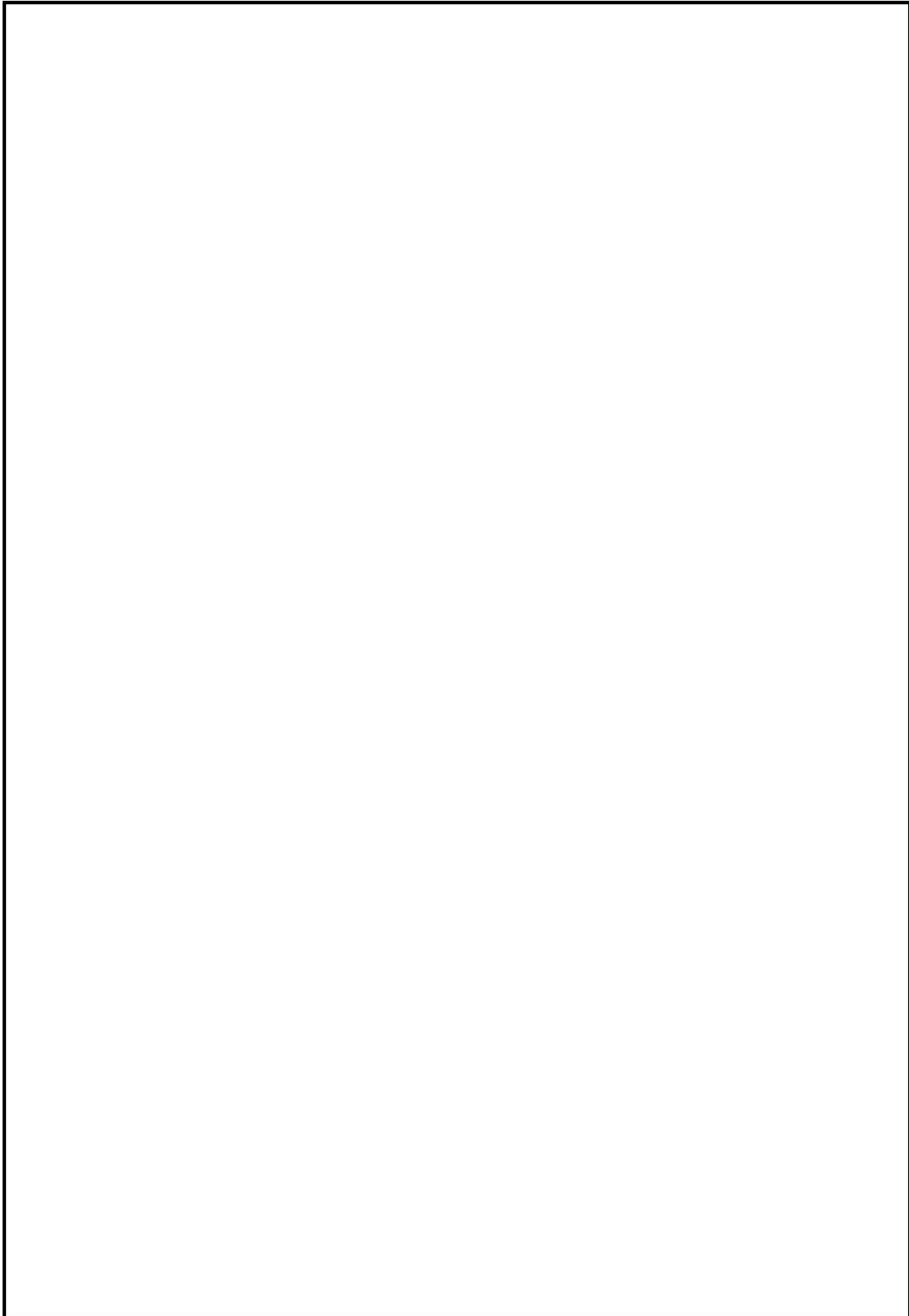
					<i>ДП 140400.62 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67



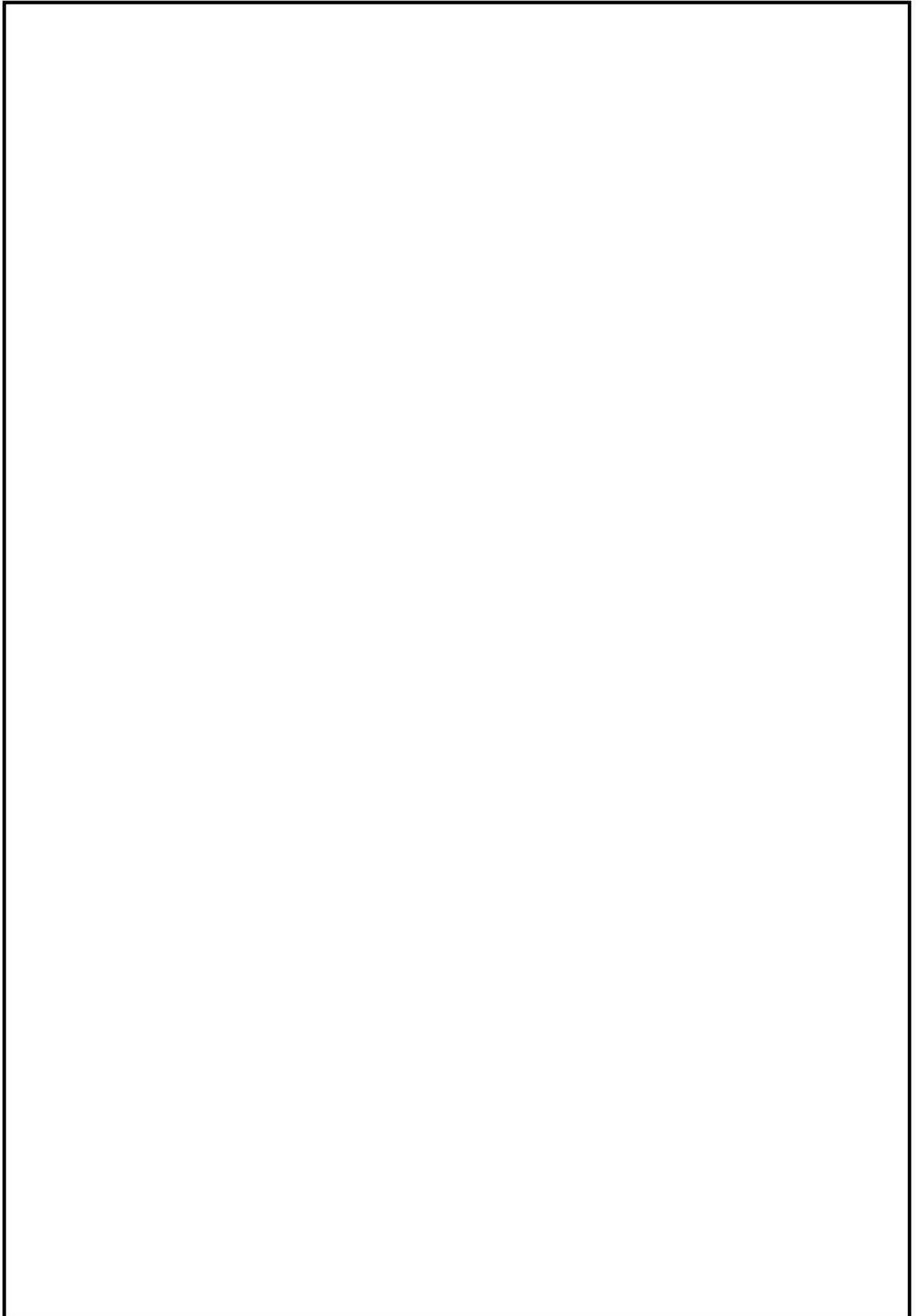
					<i>ДП 140400.62 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68



					<i>ДП 140400.62 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69



					<i>ДП 140400.62 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70



					<i>ДП 140400.62 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71